



UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TRABAJO FIN DE ESTUDIOS

Título

Implantación de la energía solar térmica y fotovoltaica en el Sector Residencial. Aplicaciones y posibles alternativas en la Comunidad Autónoma de La Rioja

Autor/es

DAVID BOBADILLA MARTÍNEZ

Director/es

CÉSAR GARCÍA LOZANO

Facultad

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Titulación

Grado en Ingeniería Mecánica

Departamento

INGENIERÍA MECÁNICA

Curso académico

2016-17



Implantación de la energía solar térmica y fotovoltaica en el Sector Residencial. Aplicaciones y posibles alternativas en la Comunidad Autónoma de La Rioja, de DAVID BOBADILLA MARTÍNEZ

(publicada por la Universidad de La Rioja) se difunde bajo una Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported. Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los titulares del copyright.

© El autor, 2017

© Universidad de La Rioja, 2017
publicaciones.unirioja.es
E-mail: publicaciones@unirioja.es



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TITULACIÓN: Grado en Ingeniería Mecánica

CURSO: 2016/2017

CONVOCATORIA: JULIO

TÍTULO:

**Energía solar térmica y fotovoltaica en el Sector
Residencial. Aplicaciones y posibles alternativas en
la Comunidad Autónoma de La Rioja**

AUTOR: David Bobadilla Martínez

DIRECTOR/ES: César García Lozano

DEPARTAMENTO: Ingeniería Mecánica

IMPLANTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL. APLICACIONES Y POSIBLES ALTERNATIVAS EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA RIOJA

Trabajo de Fin de Grado

DOCUMENTO MEMORIA



David Bobadilla Martínez

UNIVERSIDAD DE LA RIOJA. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

Resumen

El objeto de este Trabajo Final de Grado es el de realizar un análisis del estado actual de las energías solar térmica y solar fotovoltaica en el Sector Residencial y sus perspectivas de desarrollo. Con esta visión, se ha dividido en dos secciones marcadamente diferenciadas con diferentes objetivos:

Sección teórica: en la que se pretende introducir los conceptos relacionados con la energía solar. Comienza con una introducción general de la energía solar y el estado actual del recurso en Logroño (La Rioja). Posteriormente se describe la situación de la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica, haciendo un estudio del arte sobre las tecnologías existentes en lo que respecta a tipos de paneles y sus posibilidades de implantación en el edificio. Finalmente se describen las diferentes modalidades de instalaciones de cada tipo y se exponen los elementos típicos presentes en estas instalaciones junto con sus principales criterios de diseño.

Sección práctica: en la que se desarrollan diferentes casos y en la que se pretende dar respuesta a las cuestiones que se plantean en la parte teórica. Esta sección comienza con una descripción de la metodología seguida y de las herramientas informáticas empleadas para su ejecución. Posteriormente, se desarrollan los diferentes casos prácticos. En ellos se describe el procedimiento de diseño seguido, se explican los objetivos que se persiguen y se muestran los resultados obtenidos junto con las conclusiones alcanzadas para cada grupo de casos. Con los resultados obtenidos, se realiza un análisis de sensibilidad con la intención de comprobar la fiabilidad económica de las instalaciones solares.

Finalmente, basándose en los datos recogidos en los diferentes casos, se muestran las conclusiones a las que se llega en este estudio y que tratan de responder a las cuestiones que existen actualmente en lo relativo a las energías solar térmica y solar fotovoltaica en el Sector Residencial.

Abstract

The aim of this End of Degree Project is to perform an analysis of the current state of thermal and photovoltaic solar energy in the Residential Sector and its development prospects. With this view, it has been divided in two sharply differentiated sections with different objectives:

Theoretical section: in which we intend to introduce the concepts related to solar energy. It begins with a general introduction of solar energy and the current state of the resource in Logrono (La Rioja). Subsequently it is described the situation of thermal solar energy and photovoltaic solar energy, making a study of the art on existing technologies as regard the types of panels and their possibilities of implantation in the building. Finally, the different types of installations of each type are described and the typical present elements in these installations are presented along with their main design criteria.

Practical section: in which different cases are developed and in which it is tried to answer the questions that arise in the theoretical part. This section begins with a description of the followed methodology and the computer tools used for its execution. Subsequently, the different case studies are developed. They describe the design procedure followed as well as explain the objectives that are pursued and show the results obtained together with the conclusions reached for each group of cases. With the results obtained, a sensitivity analysis is performed with the intention of verifying the economic reliability of the solar installations.

Finally, based on the data collected in the different cases, we show the conclusions reached in this study and try to answer the questions that currently exist regarding solar thermal and photovoltaic solar energy in the Residential Sector.

Índice de la memoria

1	Introducción a la energía solar	1
1.1	Evolución del mercado de la energía solar	1
1.2	Posibilidades en el sector residencial.....	3
2	Definición del recurso solar.....	4
2.1	Concepto de energía solar	4
2.2	Distribución de la energía suministrada por el Sol.....	4
2.3	Caracterización de la ciudad de Logroño	6
2.3.1	Sombras (Carta solar).....	7
2.3.2	Azimut solar.....	7
3	Energía Solar Térmica.....	8
3.1	Introducción	8
3.2	Captadores solares térmicos	8
3.3	Aplicaciones en el sector residencial	9
3.4	Tipos de captadores	9
3.4.1	Según el aprovechamiento solar.....	9
3.4.2	Según la temperatura de trabajo	9
3.5	Captador plano (baja temperatura [40-80 °C]).....	10
3.5.1	Componentes	10
3.5.2	Funcionamiento	11
3.5.3	Aplicaciones de los captadores planos.....	11
3.6	Captador plano sin cubierta (baja temperatura [hasta 40 °C]).....	13
3.7	Captador parabólico compuesto (CPC) (media temperatura [hasta 200 °C])	14
3.8	Captador de tubos de vacío (media temperatura [40-130 °C])	15
3.8.1	Tipo de colectores de tubo de vacío	15
3.8.2	CPC en tubos de vacío	16
3.8.3	Aplicaciones de los captadores de tubos de vacío	17
3.9	Elección de la tecnología	18
4	Energía Solar Fotovoltaica.....	19
4.1	Introducción	19
4.1.1	Tipos de células y eficiencia	20
4.1.2	Reducción de costes	21
4.1.3	El mercado solar fotovoltaico según el tipo de panel	22
4.2	El panel solar fotovoltaico	23
4.2.1	Banda prohibida y eficiencia	24

4.3	Paneles de silicio monocristalinos.....	25
4.3.1	Ventajas.....	25
4.3.2	Desventajas	25
4.4	Paneles de silicio policristalinos	26
4.4.1	Ventajas.....	26
4.4.2	Desventajas	26
4.5	Paneles de capa delgada (thin film)	27
4.5.1	Ventajas.....	27
4.5.2	Desventajas	27
4.6	Nuevas tecnologías	28
4.6.1	Paneles multicapa	28
4.6.2	Paneles de concentración (CPV).....	28
4.7	Paneles solares híbridos (térmicos y fotovoltaicos).....	29
4.7.1	Funcionamiento	29
4.7.2	Ventajas.....	29
4.7.3	Desventajas	29
4.7.4	Aplicaciones.....	30
4.8	Elección de la tecnología	31
5	Instalación de los captadores solares en el edificio	32
5.1	Introducción	32
5.2	Instalación sobre superficies ya construidas.....	33
5.3	Integración como elemento constructivo	33
5.4	Instalaciones en cubiertas inclinadas.....	34
5.4.1	Sobre cubierta inclinada.....	34
5.4.2	Integración en cubierta inclinada.....	35
5.5	Instalaciones en cubiertas planas	36
5.5.1	Sobre cubiertas planas	36
5.5.2	Integración en cubiertas planas	37
5.6	Instalaciones en fachadas	39
5.6.1	Sobre fachadas	39
5.6.2	Integración en fachadas	40
5.7	Integración de la energía solar.....	43
6	Instalaciones solares térmicas para la producción de ACS	44
6.1	Sistemas y circuitos de las instalaciones	44
6.2	Tipología de instalaciones en edificios de viviendas.....	45
6.2.1	Todo centralizado.....	45

6.2.2	Centralizada con apoyo distribuido.....	46
6.2.3	Con intercambiador de consumo distribuido	47
6.2.4	Con sistema de acumulación distribuida	48
6.2.5	Todo individual	48
6.3	Selección de la configuración de la instalación.....	49
6.3.2	Tabla resumen de las principales características en función de la centralización 50	
7	Instalaciones solares fotovoltaicas en edificios residenciales	51
7.1	Componentes de la instalación	51
7.1.1	Sistema de módulos fotovoltaicos	51
7.1.2	Inversores	52
7.1.3	Cableado.....	52
7.1.4	Puesta a tierra	52
7.1.5	Medidas de seguridad y protecciones.....	52
7.1.6	Acumuladores (baterías)	52
7.1.7	Reguladores de carga	53
8	Casos prácticos.....	54
8.1.1	Viabilidad técnica	54
8.1.2	Viabilidad ambiental.....	54
8.1.3	Viabilidad económica	54
8.2	Edificios seleccionados	54
8.3	Metodología	54
8.3.1	Edificio plurifamiliar	55
8.3.2	Edificio unifamiliar.....	55
8.4	Selección de los captadores solares térmicos.....	56
8.5	Programa de cálculo de las instalaciones solares térmicas: CHEQ4	56
8.6	Programa de diseño de las instalaciones solares fotovoltaicas: Pvsyst	57
9	Instalaciones solares térmicas cumpliendo el CTE-DB-HE4	58
9.1	Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar).....	58
9.1.1	Instalación completamente centralizada.....	58
9.1.2	Instalación con apoyo distribuido	65
9.1.3	Instalación con intercambio distribuido.....	67
9.1.4	Instalación con acumulación distribuida.....	68
9.1.5	Instalaciones con captadores de tubos de vacío.....	69
9.2	Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)	71
9.2.1	Instalación con interacumulador.....	71

9.2.2	Instalación con intercambiador externo	74
9.2.3	Instalación con captadores de tubos de vacío	74
9.2.4	Instalaciones con sistema prefabricado	75
9.3	Resultados obtenidos	77
9.3.1	Viabilidad técnica	77
9.3.2	Viabilidad ambiental.....	77
9.3.3	Viabilidad económica	78
10	Instalaciones solares fotovoltaicas equivalentes a las exigencias del CTE-DB-HE4	80
10.1	Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)	80
10.1.1	Instalación con paneles de silicio monocristalino	80
10.1.2	Instalación con paneles de silicio policristalino	80
10.1.3	Instalación con paneles de silicio amorfo	81
10.2	Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)	81
10.2.1	Instalación con paneles de silicio monocristalino	81
10.2.2	Instalación con paneles de silicio policristalino	82
10.2.3	Instalación con paneles de silicio amorfo	83
10.3	Resultados obtenidos	84
10.3.1	Viabilidad técnica	84
10.3.2	Viabilidad ambiental.....	84
10.3.3	Viabilidad económica	85
11	Instalaciones solares térmicas aumentando la contribución.....	86
11.1.1	Sobrecalentamiento	86
11.2	Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)	86
11.2.1	Instalaciones de captadores planos	86
11.2.2	Instalaciones con captadores de tubos de vacío.....	88
11.3	Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)	90
11.3.1	Instalaciones de captadores planos	90
11.3.2	Instalación con captadores de tubos de vacío	91
11.3.3	Instalaciones con sistema prefabricado	91
11.4	Resultados obtenidos	92
11.4.1	Viabilidad técnica	92
11.4.2	Viabilidad ambiental.....	92
11.4.3	Viabilidad económica	93
12	Instalaciones solares fotovoltaicas aumentando la contribución.....	95
12.1	Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)	95
12.1.1	Instalación con paneles de silicio monocristalino	95

12.1.2	Instalación con paneles de silicio policristalino	95
12.1.3	Instalación con paneles de silicio amorfo	96
12.2	Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)	96
12.2.1	Instalación con paneles de silicio monocristalino	96
12.2.2	Instalación con paneles de silicio policristalino	97
12.2.3	Instalación con paneles de silicio amorfo	97
12.3	Resultados obtenidos.....	99
12.3.1	Viabilidad técnica	99
12.3.2	Viabilidad ambiental.....	99
12.3.3	Viabilidad económica	100
13	Análisis de sensibilidad.....	101
13.1	Variación de la tasa de inflación.....	101
13.2	Variación del precio del gas natural (solar térmica)	102
13.3	Variación del precio de la electricidad (solar fotovoltaica).....	103
14	Conclusiones del estudio.....	105
14.1	Energía solar térmica.....	105
14.1.1	Captadores solares térmicos	105
14.1.2	Grado de centralización	105
14.1.3	Dimensión de la instalación	106
14.2	Energía solar fotovoltaica.....	106
14.2.1	Módulos fotovoltaicos.....	106
14.2.2	Dimensión de la instalación	107
14.3	Energía solar térmica o energía solar fotovoltaica	108
15	Aclaraciones y trabajos futuros.....	109
15.1	Código Técnico de la Edificación	109
15.1.1	Instalaciones de autoconsumo.....	109
15.1.2	Situación actual del autoconsumo en la Unión Europea	110
15.2	Integración de paneles en el edificio	110
15.3	Instalaciones solares térmicas con una mayor contribución	110
16	Bibliografía	111

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Evolución europea anual fotovoltaica [https://www.eseficiencia.es/2016/09/14/la-potencia-fotovoltaica-mundial-alcanza-cifras-historicas-en-2015]	1
Ilustración 2: Potencia global de energía solar térmica [Solar Heat Worldwide: 2017 EDITION]	2
Ilustración 3: Potencia global de energía solar térmica, energía solar fotovoltaica y energía eólica e índice de crecimiento [Solar Heat Worldwide: 2017 EDITION].....	2
Ilustración 4: Evolución del mercado de la energía solar térmica en España [SOLAR THERMAL MARKETS IN EUROPE: Trends and Market Statistics 2014]	3
Ilustración 5: Irradiancia global [http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml]	4
Ilustración 6: Irradiancia Global media de Europa [1983-2005] (kWh/m ² día) [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT]	5
Ilustración 7: Irradiancia Global media de España [1983-2005] (kWh/m ² día) [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT]	5
Ilustración 8: Irradiancia mensual en Logroño [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT]	6
Ilustración 9: zonas climáticas [CTE-DB-HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria].....	6
Ilustración 10: Carta solar cilíndrica para la latitud 42º [Urbanismo solar: manual de buenas prácticas bioclimáticas para Vitoria-Gasteiz]	7
Ilustración 11: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación [CTE-DB-HE5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica].....	7
Ilustración 12: Gráfica de rendimiento en función de la temperatura [Área tecnológica: Energía Solar Térmica IDAE]	8
Ilustración 13: Captadores en función de la temperatura de trabajo y el aprovechamiento solar	9
Ilustración 14: Componentes captador solar plano [Curso COGITI: Cálculo y diseño de instalaciones de energía solar térmica para ACS]	10
Ilustración 15: Tipos de circuitos [Curso COGITI: Cálculo y diseño de instalaciones de energía solar térmica para ACS]	11
Ilustración 16: Captador plano sin cubierta [http://www.saclima.com/producto/captador-solar-plano-120-x-350-m/]	13
Ilustración 17: Colector CPC con absorbedor tubular [Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios. Per 2011-2020].....	14
Ilustración 18: Tubo de vacío de flujo directo concéntrico (der) y de tubos separados (izqda.) [Fraunhofer ISE]	15
Ilustración 19: Composición de un tubo de vacío [http://amordadsolar.com/tubos-de-vacio/].....	16
Ilustración 20: Esquema de captación de un sistema de CPC [http://www.sitiosolar.com/los-colectores-solares-de-tubo-de-vacio/]	16
Ilustración 21: Progresión de la eficiencia de los tipos de células [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Best_Research-Cell_Eficiencias.png]	19
Ilustración 22: Progresión de la eficiencia de los tipos de células [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Best_Research-Cell_Eficiencias.png]	20
Ilustración 23: Evolución del precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino [Bloomberg New Energy Finance & PV Energy Trend]	21

Ilustración 24: Cuota de mercado de los diferentes tipos de células [http://solarpoweradvice.com/]	22
Ilustración 25: Distribución de tecnologías en el mercado a nivel mundial en 2010 [Clean&Green Report 2015]	22
Ilustración 26: Composición de un panel solar fotovoltaico [http://www.ecosistemasdelsureste.com/news/componentes-principales-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica/].....	23
Ilustración 27: Relación entre la banda prohibida y la eficiencia [http://solarcellcentral.com/limits_page.html]	24
Ilustración 28: Panel solar fotovoltaico monocristalino [http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/]	25
Ilustración 29: Panel solar fotovoltaico policristalino [http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/]	26
Ilustración 30: Panel solar fotovoltaico de capa delgada [http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/]	27
Ilustración 31: Funcionamiento paneles multicapa [http://www.sitiosolar.com/la-energia-solar-fotovoltaica-de-alta-concentracion-hcpv/].....	28
Ilustración 32: Esquema de un panel solar híbrido [http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/2012/07/paneles-solares-hibridos.html].....	29
Ilustración 33: Esquema de un sistema doméstico de panel solar híbrido [https://arquigrafico.com/que-es-un-panel-solar-hibrido/].....	30
Ilustración 34: Formas de colocar un panel sobre el edificio [https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....	32
Ilustración 35: Instalación de paneles fotovoltaicos realizada directamente sobre una cubierta inclinada [Guía de integración solar fotovoltaica)	34
Ilustración 36: Colocación sobre cubierta inclinada [https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....	34
Ilustración 37: Integración en cubierta inclinada [https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....	35
Ilustración 38: Tejado solar [http://forococheselectricos.com/2016/10/tesla-presenta-su-tejado-solar-y-su-nueva-powerwall-con-hasta-14-kwh-de-capacidad.html]	35
Ilustración 39: Módulos fotovoltaicos colocados en la cubierta plana de una vivienda autosuficiente [inhabitat.com].....	36
Ilustración 40: Colocación sobre cubierta plana [https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....	36
Ilustración 41: Integración sobre cubierta plana [https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....	37
Ilustración 42: Lucernario fotovoltaico [http://www.onyxsolar.com].....	37
Ilustración 43: Integración sobre poliestireno expandido [https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....	38

Ilustración 44:	Colocación sobre fachada	
[https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....		39
Ilustración 45:	Paneles solares colocados sobre fachada	
[http://www.greenestenergy.com/placas%20solares/PLACAS%20SOLARES.html].....		40
Ilustración 46:	Integración en fachada	
[https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf].....		40
Ilustración 47:	Fachada ventilada con integración de módulos fotovoltaicos	
[http://www.bipv.es/].....		41
Ilustración 48:	Muro cortina fotovoltaico	
[http://www.tectonica-online.com/productos/2061/fotovoltaico_cortina_muro/]		41
Ilustración 49:	Lamas fotovoltaicas [Isofotón]	42
Ilustración 50:	Sistemas y circuitos de las instalaciones solares térmicas [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA].....	44
Ilustración 51:	Esquema de una instalación completamente centralizada [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA].....	45
Ilustración 52:	Esquema de una instalación con apoyo distribuido [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]	46
Ilustración 53:	Esquema de una instalación con intercambio distribuido [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA].....	47
Ilustración 54:	Esquema de una instalación con acumulación distribuida [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA].....	48
Ilustración 55:	Esquema de una instalación completamente individual [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]	49
Ilustración 56:	Componentes de una instalación fotovoltaica	
[http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf]		51
Ilustración 57:	Comparativa entre Metasol y f-Chart	
[http://www.cheq4.idae.es/userfiles/file/Metodologia_de_calculo_MetaSol.pdf]		57
Ilustración 58:	Menú de proyecto del programa Pvsyst [Pvsyst].....	57
Ilustración 59:	Esquema de la instalación completamente centralizada [CHEQ4]	58
Ilustración 60:	Tabla 4.2. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado [CTE DB H 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria]	58
Ilustración 61:	Valor del factor de centralización [CTE DB HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria].....	59
Ilustración 62:	Contribución solar mínima anual para ACS en % [CTE DB HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria]	59
Ilustración 63:	Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD].....	60
Ilustración 64:	Perfil de sombras del edificio plurifamiliar [Pvsyst]	60
Ilustración 65:	Tabla de concentración de anticongelante en función de la temperatura mínima histórica [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]	61
Ilustración 66:	Relación entre diámetro de tubería y caudal recirculado de ACS [CTE-DB-HS4: Suministro de agua]	64
Ilustración 67:	Tabla 1.2.4.2.1: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el interior de edificios [RITE]	64
Ilustración 68:	Tabla 1.2.4.2.2: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el exterior de edificios [RITE].....	64
Ilustración 69:	Esquema de la instalación con apoyo distribuido [CHEQ4]	65

Ilustración 70: Esquema de la instalación con intercambio distribuido [CHEQ4]	67
Ilustración 71: Tabla de consumo nominal por vivienda de ACS a 45 °C [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]	67
Ilustración 72: Esquema de la instalación con acumulación distribuida [CHEQ4]	68
Ilustración 73: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]	69
Ilustración 74: Esquema de la instalación con interacumulador [CHEQ4]	71
Ilustración 75: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]	72
Ilustración 76: Perfil de sombras del edificio unifamiliar [Pvsyst]	72
Ilustración 77: Esquema de la instalación con intercambiador externo [CHEQ4]	74
Ilustración 78: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]	75
Ilustración 79: Esquema de la instalación con sistema prefabricado [CHEQ4]	75
Ilustración 80: Layout del campo solar de módulos monocristalinos [Pvsyst]	80
Ilustración 81: Layout del campo solar de módulos policristalinos [Pvsyst]	81
Ilustración 82: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo [Pvsyst]	81
Ilustración 83: Layout del campo solar de módulos monocristalinos [Pvsyst]	82
Ilustración 84: Layout del campo solar de módulos policristalinos [Pvsyst]	82
Ilustración 85: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo [Pvsyst]	83
Ilustración 86: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]	87
Ilustración 87: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]	88
Ilustración 88: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]	90
Ilustración 89: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]	91
Ilustración 90: Layout del campo solar de módulos monocristalinos en fachada [Pvsyst]	95
Ilustración 91: Layout del campo solar de módulos policristalinos en fachada [Pvsyst]	95
Ilustración 92: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo en fachada [Pvsyst]	96
Ilustración 93: Layout del campo solar de módulos monocristalinos [Pvsyst]	96
Ilustración 94: Layout del campo solar de módulos policristalinos [Pvsyst]	97
Ilustración 95: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo [Pvsyst]	97
Ilustración 96: Índice de Precios de Consumo (IPC) [Instituto Nacional de Estadística]	101
Ilustración 97: Rentabilidad de las instalaciones solares térmicas en función de la variación del IPC*	102
Ilustración 98: Evolución del precio del gas natural [INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS: IDAE]	102
Ilustración 99: Rentabilidad en función de la variación del precio del gas	103
Ilustración 100: Evolución del precio de la electricidad [PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD PARA USO DOMÉSTICO Y USO INDUSTRIAL: INE]	103
Ilustración 101: Rentabilidad en función de la variación del precio de la electricidad	104

Índice de tablas

Tabla 1: eficiencias comerciales [Jelle BP et al. Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. Solar Energy Materials & Solar Cells. Vol 100 (2012). DOI: 10.1016/j.solmat.2011.12.016]	21
Tabla 2: Características de las instalaciones en función del grado de centralización.....	50
Tabla 3: Casos planteados en el edificio plurifamiliar.....	55
Tabla 4: Casos planteados en el edificio unifamiliar	55
Tabla 5: Demanda diaria de ACS en función de la ocupación	58
Tabla 6: Cálculo desglosado de la demanda instantánea de ACS del edificio.....	63
Tabla 7: Dimensionado del diámetro de las tuberías en función del caudal y la velocidad	63
Tabla 8: Potencia necesaria del intercambiador de consumo centralizado	66
Tabla 9: Potencia necesaria del intercambiador individual	67
Tabla 10: Dimensionado de la acumulación individual.....	68
Tabla 11: Demanda diaria de ACS en función de la ocupación.....	71
Tabla 12: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	77
Tabla 13: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	77
Tabla 14: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	78
Tabla 15: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar.....	78
Tabla 16: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	79
Tabla 17: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	79
Tabla 18: Módulos fotovoltaicos seleccionados	80
Tabla 19: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	84
Tabla 20: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	84
Tabla 21: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	84
Tabla 22: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar.....	85
Tabla 23: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	85
Tabla 24: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	85
Tabla 25: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	92
Tabla 26: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	92
Tabla 27: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	93
Tabla 28: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar.....	93
Tabla 29: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	93
Tabla 30: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	94
Tabla 31: Módulos fotovoltaicos seleccionados	95
Tabla 32: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	99
Tabla 33: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	99
Tabla 34: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	99
Tabla 35: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar.....	99
Tabla 36: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar	100
Tabla 37: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar	100
Tabla 38: Comparativa económica en función del tipo de captador	105
Tabla 39: Rentabilidad de las instalaciones solares térmicas en función del grado de centralización	105
Tabla 40: Ahorro de emisiones de las instalaciones solares térmicas en función del grado de centralización	105
Tabla 41: Distribución de costes de las instalaciones solares térmicas	106
Tabla 42: Coste de los módulos fotovoltaicos por unidad de potencia	106

Tabla 43: Rentabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas con inclinaciones de módulos no óptimas.....	107
Tabla 44: Rentabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas en función de su dimensión	107
Tabla 45: Distribución de costes de las instalaciones solares fotovoltaicas	107

1 Introducción a la energía solar

La Tierra recibe grandes cantidades de energía del sol. Esta energía, respecto a los ciclos de vida de La Tierra, se puede considerar renovable e inagotable. Además, esta es una energía limpia y exenta de riesgos. La energía solar se puede clasificar de diferentes maneras. Según como se realice su captación se distinguen dos tipos: el aprovechamiento pasivo y el aprovechamiento activo.

El aprovechamiento pasivo estaría relacionado con la arquitectura bioclimática y se centraría en el diseño de las edificaciones, con el objetivo de rentabilizar al máximo las posibilidades constructivas para reducir el consumo energético del edificio sin emplear ningún dispositivo adicional para la transformación de la energía solar.

El aprovechamiento activo consistiría en instalar elementos de captación en el edificio para transformar la energía solar en una forma de energía que pueda ser utilizada. Este será el tipo de aprovechamiento objeto de estudio del proyecto. Dentro de este tipo, la energía solar puede transformarse en calor (energía solar térmica) y en electricidad (energía solar fotovoltaica).

La energía solar térmica consiste en aprovechar la radiación solar para generar calor mediante el uso de paneles solares térmicos. El funcionamiento de este tipo de energía se basa en calentar agua para transmitir el calor a los puntos de consumo.

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica mediante el uso de paneles fotovoltaicos. El funcionamiento de este tipo de energía se basa en el efecto fotoeléctrico para producir la energía eléctrica.

1.1 Evolución del mercado de la energía solar

En los últimos años, el mercado de la energía solar fotovoltaica ha crecido en gran medida debido a la mejora de las condiciones técnicas y económicas. La mejora de los procesos de producción de los elementos de captación ha permitido una reducción de los costos de fabricación y en consecuencia una bajada considerable del precio de venta de estos dispositivos. Por ello, las instalaciones solares fotovoltaicas se han vuelto una inversión rentable y muchos países europeos (especialmente Alemania) han decidido apostar por este tipo de energía.

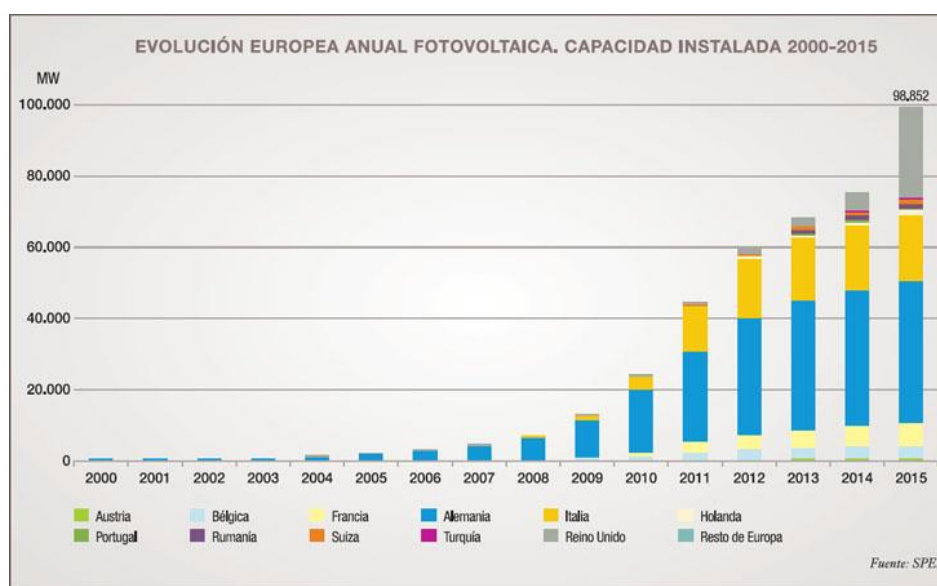


Ilustración 1: Evolución europea anual fotovoltaica [<https://www.eseficiencia.es/2016/09/14/la-potencia-fotovoltaica-mundial-alcanza-cifras-historicas-en-2015>]

Por su parte, la potencia instalada de energía solar térmica también ha crecido considerablemente en los últimos años; alcanzando una potencia total de 450 GW a nivel mundial en 2016.

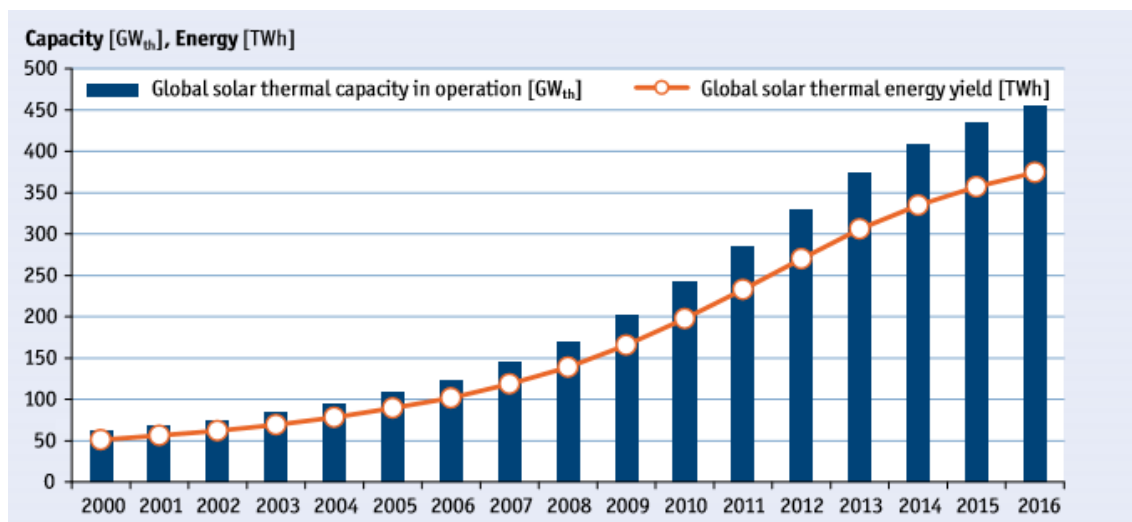


Ilustración 2: Potencia global de energía solar térmica [Solar Heat Worldwide: 2017 EDITION]

Comparando ambas tecnologías, se puede observar como actualmente la potencia instalada de energía solar térmica es considerablemente superior a la de energía solar fotovoltaica. Sin embargo, el crecimiento de esta última es muy superior al de la primera, que se está viendo estancada.

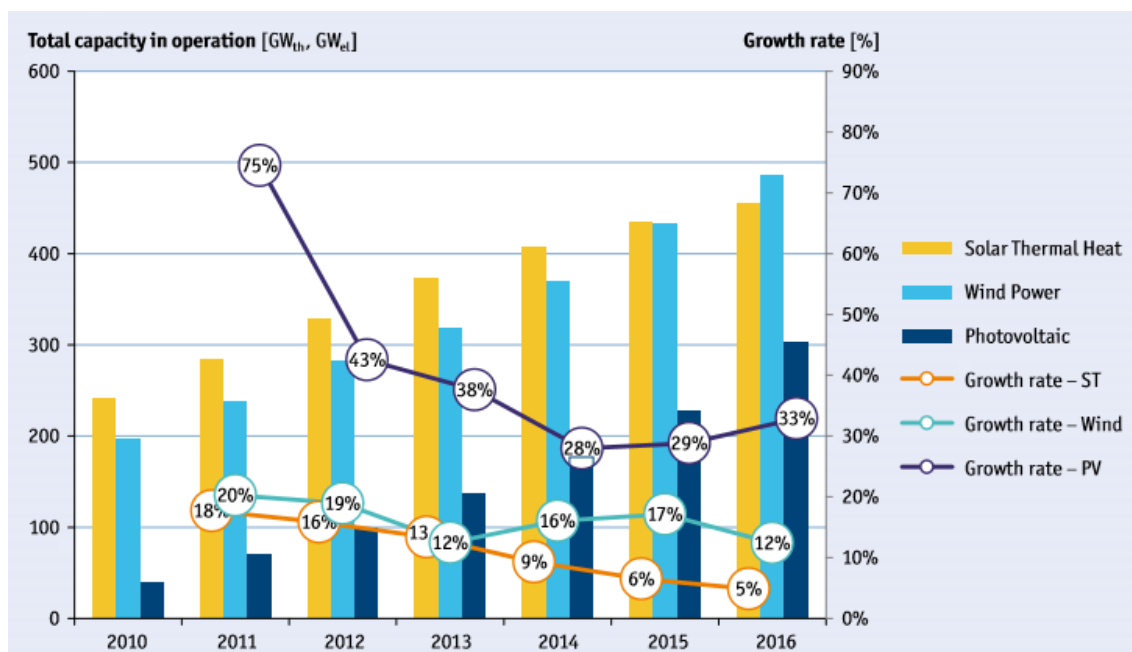


Ilustración 3: Potencia global de energía solar térmica, energía solar fotovoltaica y energía eólica e índice de crecimiento [Solar Heat Worldwide: 2017 EDITION]

Siendo España uno de los países europeos con mayor potencial en el ámbito de la energía solar, parece más que razonable pensar que esta es una gran posibilidad de crecimiento para el país que permitirá reducir la dependencia energética que sufre.

1.2 Posibilidades en el sector residencial

En España, con la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación se hizo obligatoria la instalación de energía solar térmica (o en su defecto de otra medida equivalente de ahorro energético) en los edificios de nueva construcción y en las rehabilitaciones importantes para cubrir un porcentaje de la demanda de ACS en función de la zona climática. A pesar de ello, la crisis del ladrillo ha hecho que se construya menos y por lo tanto su impacto sea menor a partir del año 2008.

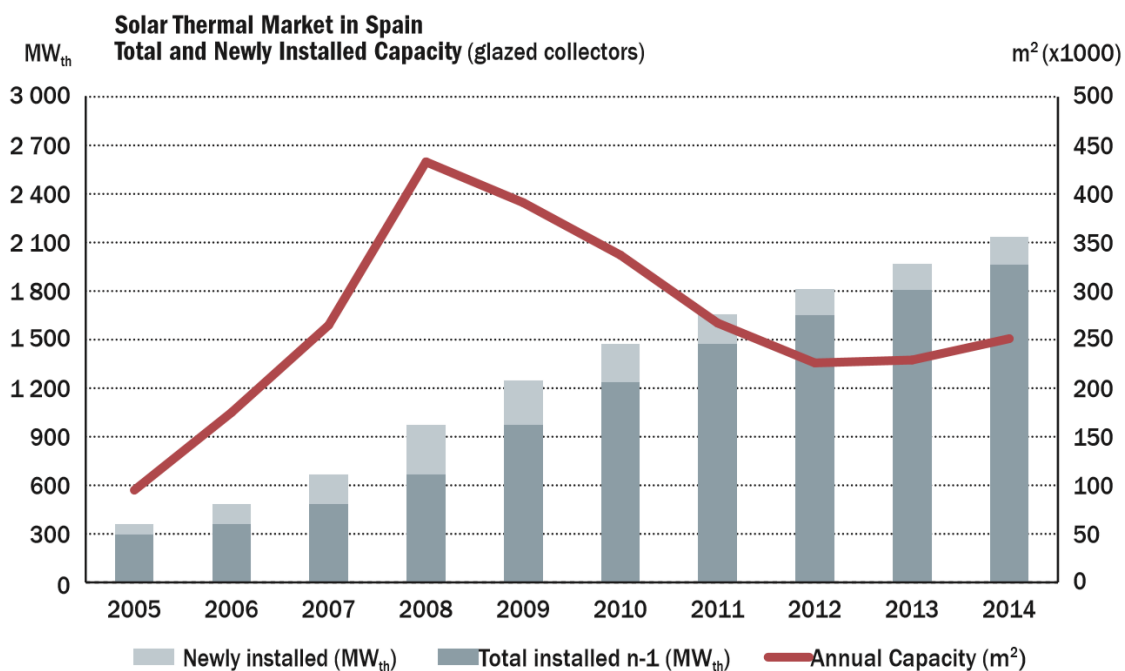


Ilustración 4: Evolución del mercado de la energía solar térmica en España [SOLAR THERMAL MARKETS IN EUROPE: Trends and Market Statistics 2014]

La generación de la energía tanto térmica como eléctrica en los puntos de consumo (generación distribuida) permite reducir las pérdidas en la red debidas al transporte y la libera de estas cargas.

Además permite utilizar una superficie que de otra manera no tendría un uso (a parte del de actuar como cerramiento) para la generación de parte de la energía que consume el edificio. Gracias a ello los usuarios verán reducidos sus gastos en este concepto y también se reducirá el impacto energético del edificio.

2 Definición del recurso solar

2.1 Concepto de energía solar

La energía proveniente del Sol se conoce como energía solar [1]. Esta no sufre alteración y se desplaza en línea recta hasta que entra en contacto con la atmósfera terrestre. Al hacerlo parte de la energía es absorbida o reflejada por la atmósfera, nubes o polvo en suspensión y por lo tanto nunca llega a la superficie de la Tierra. El resto es transmitida hasta la superficie de diferentes formas: radiación directa, radiación difusa y radiación de albedo (o reflejada).

- La radiación directa es la que proviene directamente del sol y no se ve modificada.
- La radiación difusa es la que se ve modificada por los obstáculos y elementos presentes en la atmósfera.
- La radiación de albedo es la que proviene del reflejo sobre la superficie terrestre.

2.2 Distribución de la energía suministrada por el Sol

El parámetro que mide la cantidad de energía que proporciona el Sol por unidad de superficie se conoce como irradiancia. Esta se define como la cantidad de radiación solar que cae en una superficie terrestre (W/m^2).

El valor de la irradiancia no es el mismo para toda la superficie terrestre y varía en gran medida debido a la latitud en la que incide. Otros factores que también influyen son la existencia de nubosidad, las variaciones en el espesor y composición de las capas altas de la atmósfera o la reflectividad del suelo.

Como se puede observar, España se encuentra en una zona en la que incide una gran cantidad de energía solar y por tanto es un país con un gran potencial para aprovechar este recurso. Respecto a los demás países de la Unión Europea, España tiene un gran potencial en este aspecto junto con Italia y Grecia.

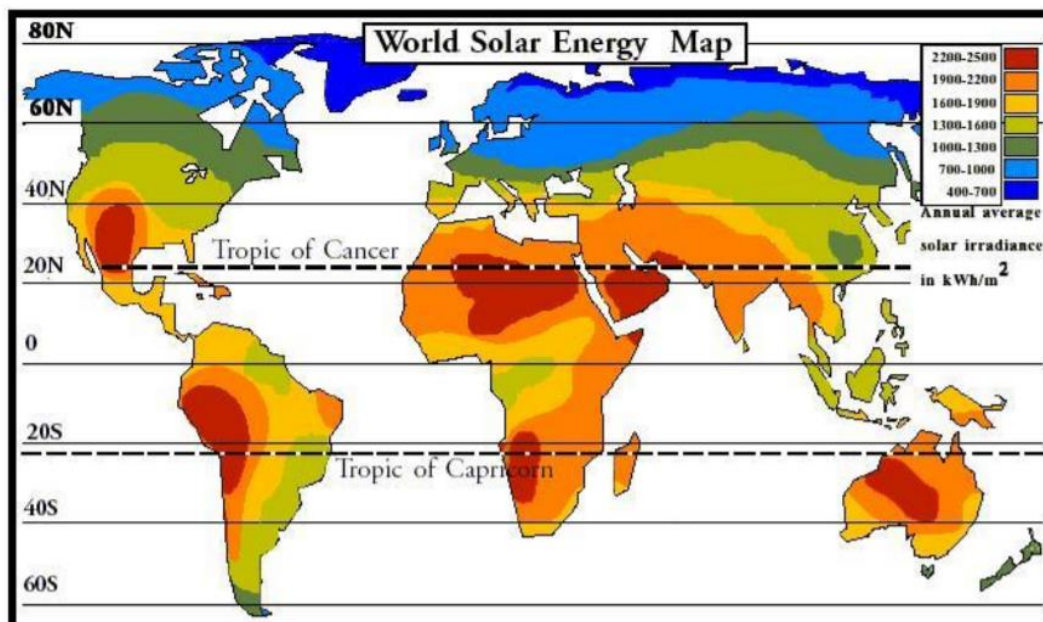


Ilustración 5: Irradiancia global [<http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml>]

El lugar escogido para la realización del proyecto ha sido la ciudad de Logroño. Esta localidad cuenta con una irradiancia solar de no tan buena respecto al resto de España.

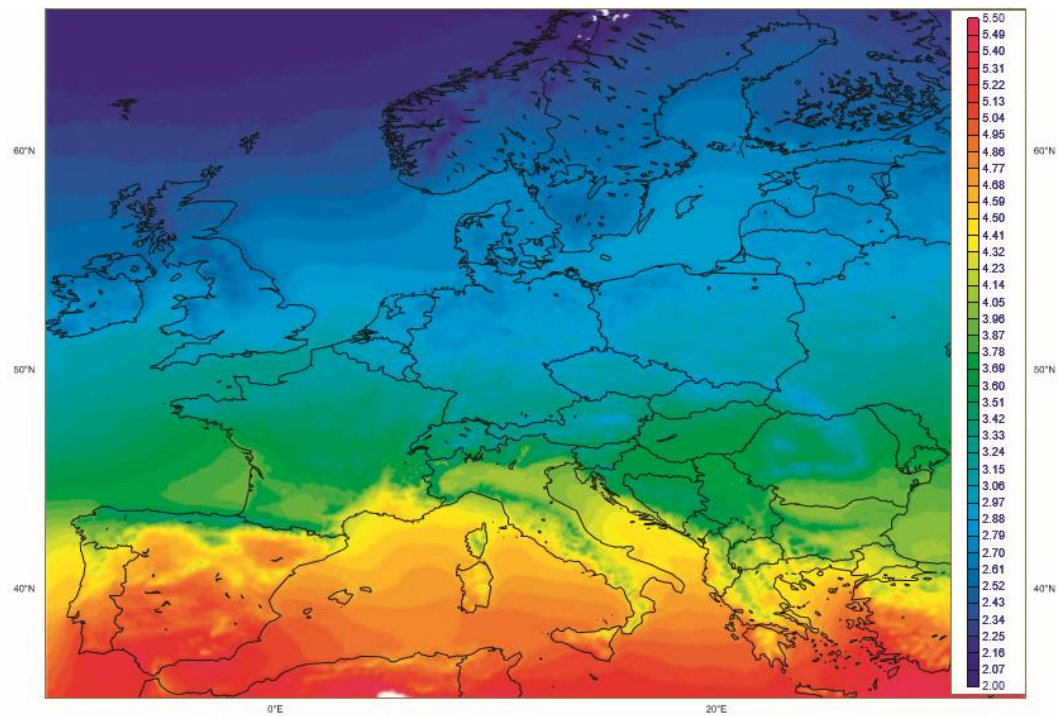


Ilustración 6: Irradiancia Global media de Europa [1983-2005] ($\text{kWh}/\text{m}^2 \text{ día}$) [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT]

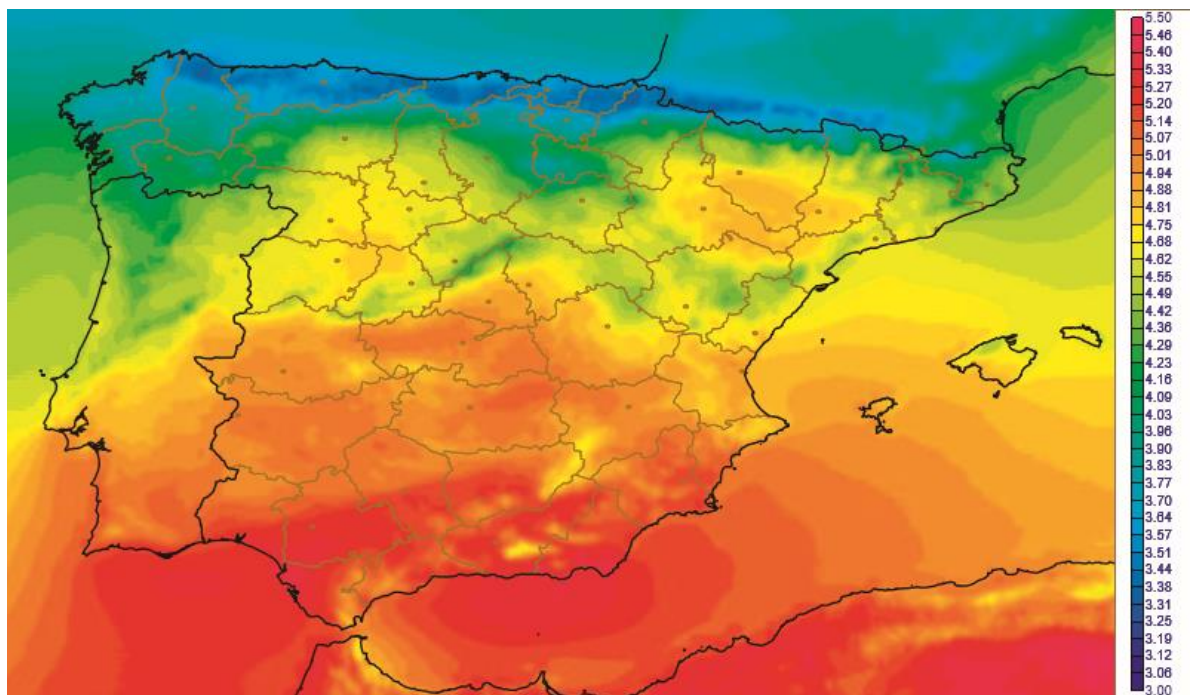


Ilustración 7: Irradiancia Global media de España [1983-2005] ($\text{kWh}/\text{m}^2 \text{ día}$) [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT]

La distribución mensual de la irradiancia en la ciudad de Logroño es la siguiente:

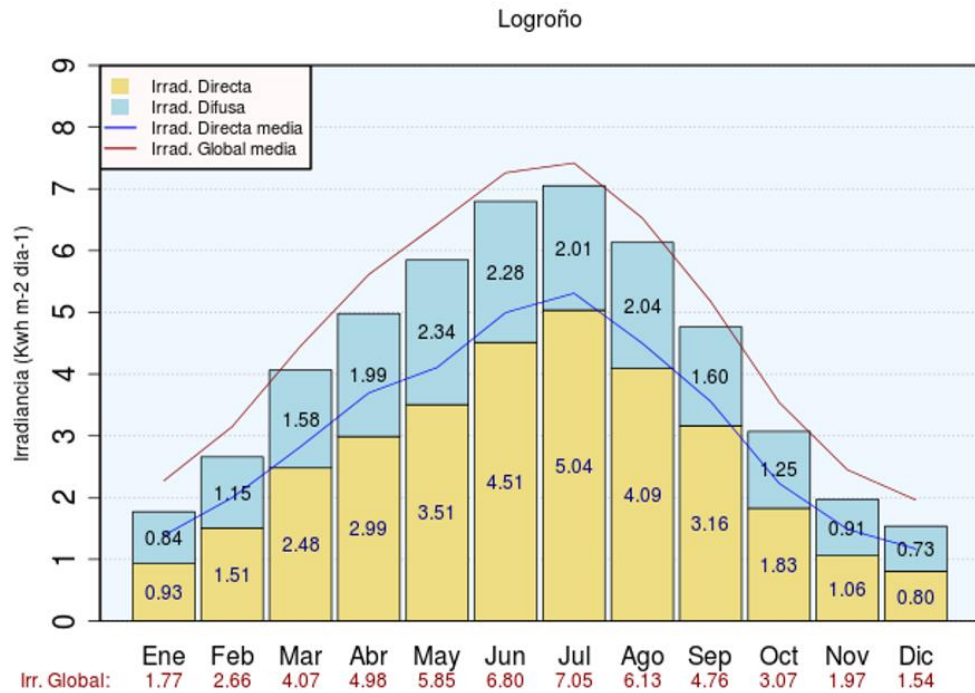


Ilustración 8: Irradiancia mensual en Logroño [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT]

2.3 Caracterización de la ciudad de Logroño

La ciudad de Logroño se encuentra al norte de la península Ibérica a una altitud 380 metros sobre el nivel del mar y a una latitud de 42,47°. La zona climática que le corresponde es la III.

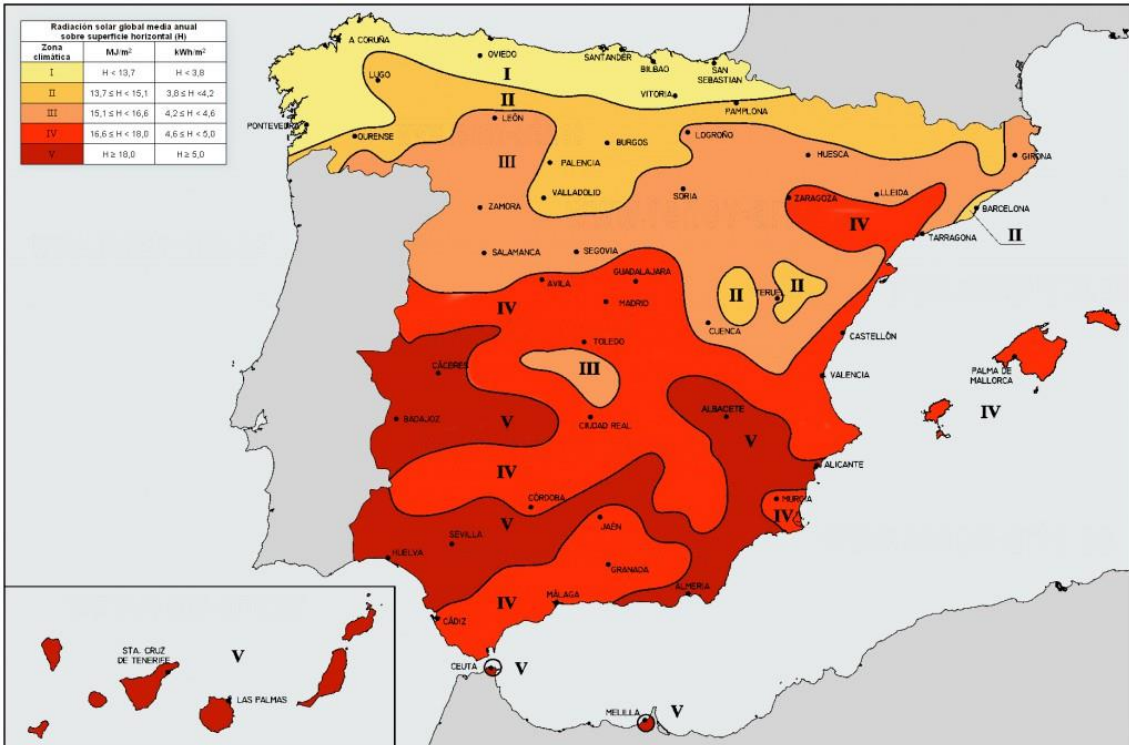


Ilustración 9: zonas climáticas [CTE-DB-HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria]

2.3.1 Sombras (Carta solar)

Un factor que influye en gran medida en el aprovechamiento del recurso solar son la existencia o ausencia de sombras. En el caso de las ciudades es muy habitual que haya obstáculos que creen sombras en algunos momentos del día, lo que reduce el rendimiento de la captación. Para determinar este factor se utilizan las cartas solares. Estos son diagramas que indican la elevación y el ángulo del Sol respecto a una determinada latitud. A continuación se muestra la carta solar correspondiente a la latitud 42° que sería la más próxima a la ciudad de Logroño.

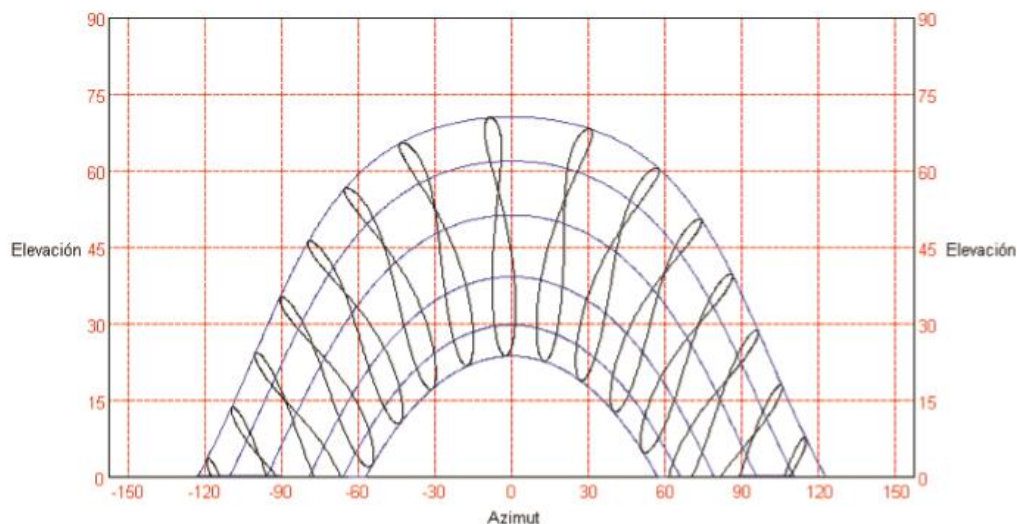


Ilustración 10: Carta solar cilíndrica para la latitud 42° [Urbanismo solar: manual de buenas prácticas bioclimáticas para Vitoria-Gasteiz]

Conociendo la posición del Sol respecto al lugar en el que se pretenden instalar los dispositivos de captación y los obstáculos existentes en los alrededores, se puede determinar si estos van a generar sombras. En ese caso, también se podrá determinar cuándo y durante cuánto tiempo van a producirse.

2.3.2 Azimut solar

El azimut solar es el ángulo que tiene la posición del sol respecto al sur en un plano horizontal, y junto con la inclinación determinan las pérdidas que sufre el captador por orientación.

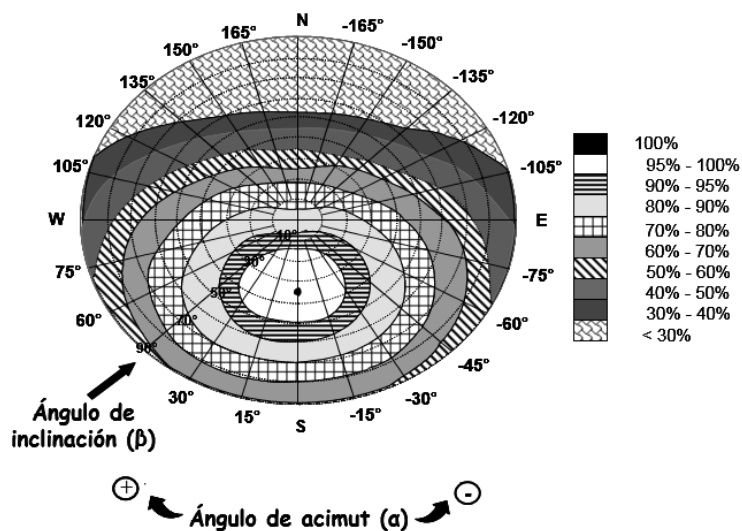


Ilustración 11: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación [CTE-DB-HE5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica]

3 Energía Solar Térmica

3.1 Introducción

La energía solar térmica se basa en la captación de la energía proveniente del Sol y en su transformación en calor para su uso en diferentes procesos [2].

Antes de realizar una instalación solar, hay una serie de parámetros que se deben conocer, entre estos factores se encuentran:

- La demanda de energía térmica del usuario: Agua caliente sanitaria, calefacción, refrigeración, calentamiento de piscinas, procesos industriales, etc.
- Disponibilidad de espacios para la instalación solar en cuanto a superficie disponible, orientación e inclinación, etc., ya que podría limitar la potencia térmica instalada.
- Datos climáticos de diseño, temperatura ambiente, temperatura de agua de red y niveles de radiación disponibles a lo largo del año.

Una vez conocidas estas variables, se diseña la instalación y se eligen los equipos.

3.2 Captadores solares térmicos

Los captadores solares térmicos son los encargados de transformar la energía solar en energía térmica. Su rendimiento disminuye a medida que la temperatura del fluido aumenta y la temperatura ambiente o la radiación disponible disminuyen.

Los parámetros que definen el rendimiento de un captador son el rendimiento óptico o factor de ganancia (que es el rendimiento del captador cuando la diferencia de temperaturas con el ambiente es 0) y a este valor se le deben restar las pérdidas que vienen determinadas por el factor de pérdidas siguiendo la siguiente expresión en función de la diferencia de temperatura:

$$\eta = \eta_0 - (T_{trabajo} - T_{amb}) \cdot a1$$

La curva de rendimiento típica para los diferentes captadores existentes sería la siguiente:

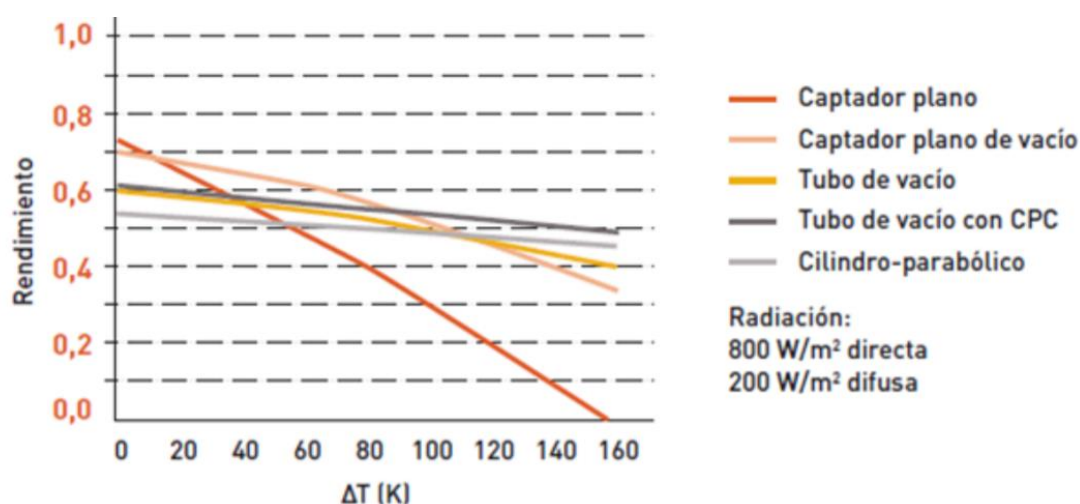


Ilustración 12: Gráfica de rendimiento en función de la temperatura [Área tecnológica: Energía Solar Térmica IDAE]

Otros aspectos a tener en cuenta para seleccionar un captador son el caudal que es capaz de proporcionar y las pérdidas de carga.

3.3 Aplicaciones en el sector residencial

En el sector residencial la energía solar térmica se emplea en la producción de ACS, para el calentamiento de agua para piscinas o incluso para la producción de agua caliente para calefacción. El funcionamiento de los captadores solares térmicos consiste en el calentamiento del fluido caloportador que atraviesa los mismos para posteriormente transmitir esta energía al proceso correspondiente.

3.4 Tipos de captadores

La tecnología de captación para la producción de energía solar térmica se encuentra bastante asentada en la actualidad [4]. Los captadores solares se pueden clasificar de diversas maneras.

3.4.1 Según el aprovechamiento solar

Se pueden clasificar según el tipo de radiación solar que es capaz de aprovechar el captador. Los hay estacionarios, que son capaces de utilizar tanto la radiación directa como la difusa y que son los empleados habitualmente para aplicaciones residenciales. También existen los seguidores que únicamente utilizan la radiación directa y que por lo tanto necesitan modificar su orientación a lo largo del día para poder funcionar. Pueden tener uno o dos grados de libertad.

3.4.2 Según la temperatura de trabajo

También se pueden clasificar en función de la temperatura a la que puede llegar el fluido caloportador y en consecuencia, las aplicaciones a las que se pueden destinar cada tipo de captador. Pueden ser de baja, media o alta temperatura:

- Baja temperatura (30 °C-100 °C): en este grupo estarían la mayoría de captadores de uso residencial. Los captadores planos y los planos sin cubierta pertenecen a este grupo. Son empleados para la producción de ACS, calentamiento de piscinas y calefacción de baja temperatura.
- Media temperatura (100 °C-200 °C): serían los captadores CPC, los tubos de vacío y algunos captadores parabólicos industriales. Se emplean para la producción de agua caliente para calefacción, ACS y para alimentar procesos industriales.
- Alta temperatura (200 °C-2000 °C): la captación de alta temperatura se utiliza para centrales de producción de energía y se emplean grandes concentradores parabólicos.

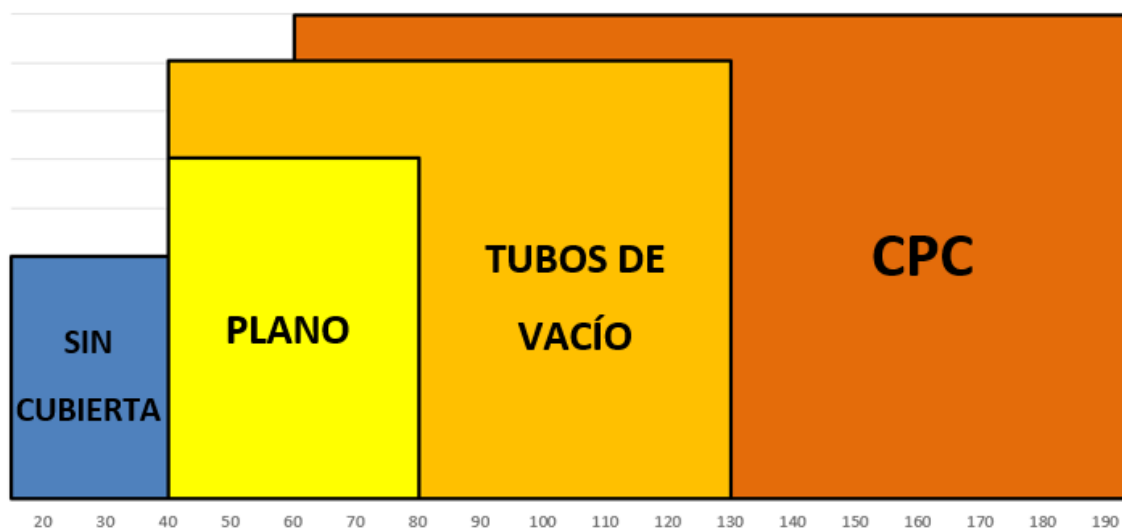


Ilustración 13: Captadores en función de la temperatura de trabajo y el aprovechamiento solar

3.5 Captador plano (baja temperatura [40-80 °C])

Los captadores solares planos [6] [7] son los más utilizados en las instalaciones residenciales debido a su buena relación coste-rendimiento en climas suaves donde no hay un gran salto entre la temperatura ambiental y la temperatura de trabajo.

3.5.1 Componentes

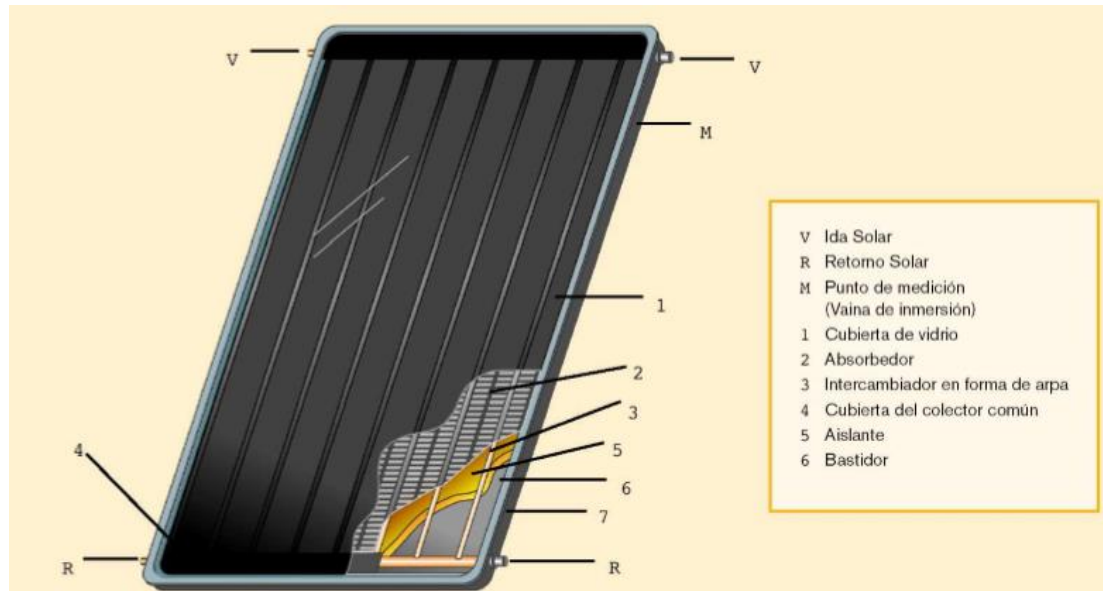


Ilustración 14: Componentes captador solar plano [Curso COGITI: Cálculo y diseño de instalaciones de energía solar térmica para ACS]

3.5.1.1 Absorbedor

Este es el elemento que absorbe la radiación solar en el interior del captador y la transforma en energía térmica. Está compuesto por una lámina metálica generalmente de cobre y que se oscurece para mejorar sus propiedades. Para este fin se emplea una película negra resistente a las temperaturas de trabajo, algún tratamiento químico más específico o pinturas con óxidos metálicos.

El rendimiento del material absorbedor será mayor cuanto más parecido sea su comportamiento al de un cuerpo negro. Es decir, cuanta más radiación solar absorba y transforme en calor y en consecuencia, cuanta menos radiación solar refleje.

3.5.1.2 Circuito hidráulico

Atravesando al mismo se dispone un emparrillado de tubos por los que circula el fluido coportador. Existen dos tipos de circuitos:

- Los de tipo arpa o parrilla, que consisten en varios tubos que atraviesan el material absorbedor de forma perpendicular y que tienen la ventaja de que permiten circular al fluido con mayor facilidad y tienen unas pérdidas de carga muy reducidas. Sin embargo, el proceso de fabricación de este tipo de distribución es más complejo.
- Los de tipo serpentín, compuestos por un único tubo que atraviesa el material absorbedor. En este tipo el caudal es menor y se consigue un mayor aumento de la temperatura del fluido.

Actualmente, a pesar de su mayor coste, los captadores con circuito en parrilla se están imponiendo en el mercado debido a las bajas pérdidas de carga; que son especialmente útiles en instalaciones que emplean el efecto termosifón.

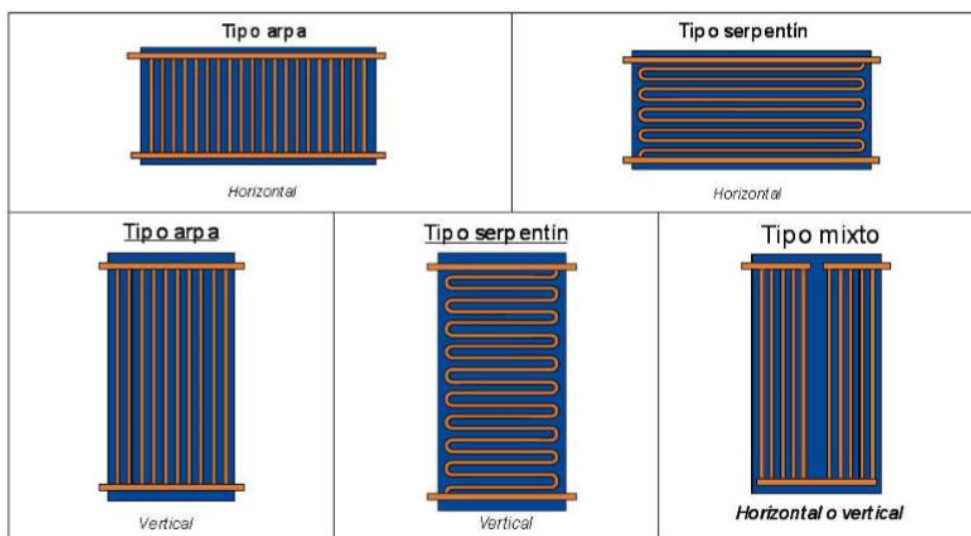


Ilustración 15: Tipos de circuitos [Curso COGIT1: Cálculo y diseño de instalaciones de energía solar térmica para ACS]

3.5.1.3 Cubierta de vidrio

La función de este elemento es la de aislar el interior del captador de las condiciones ambientales pero dejando pasar la mayor cantidad de radiación posible. Suele estar compuesto por una lámina de vidrio templado doble o simple.

Adicionalmente, la cubierta también produce un efecto invernadero en el interior del captador, lo que favorece el rendimiento del dispositivo.

3.5.1.4 Aislante

Este material rodea al absorbedor por todos sus lados a excepción de por la cara por la que incide la radiación solar. Su función es la de reducir al máximo las pérdidas debidas a la transmisión del calor generado al exterior. Los materiales más habituales son las planchas de espumas sintéticas como el poliuretano o la fibra de vidrio.

3.5.1.5 Carcasa y bastidor

La carcasa y el bastidor actúan respectivamente como alojamiento y soporte del captador. La carcasa suele ser de aluminio anodizado para garantizar su resistencia y también cuenta con perforaciones de desagüe para evacuar los condensados que se puedan producir.

3.5.2 Funcionamiento

El funcionamiento de este captador es muy sencillo y consiste en calentar el fluido caloportador que circula por su interior debido a la diferencia de temperatura de este con el material absorbedor.

3.5.3 Aplicaciones de los captadores planos

Los captadores solares planos son utilizados para producir agua caliente a una temperatura de entre 40 y 80 grados. Sobre todo se emplean para la producción de ACS y también para alimentar la calefacción de baja temperatura (suelo radiante).

Estos paneles son ideales para su instalación en climas suaves en los que la temperatura ambiente no es excesivamente baja debido a que este factor tiene un efecto negativo considerable en el rendimiento.

3.6 Captador plano sin cubierta (baja temperatura [hasta 40 °C])

Este tipo de captador [7] es una variante el captador plano pero que solamente está compuesto por el absorbedor y el circuito hidráulico. Suelen estar hechos de un material plástico como el caucho o el polipropileno.

Estos captadores son baratos, fáciles de instalar debido a que están hechos de materiales flexibles que se pueden colocar cualquier superficie y también son resistentes a la corrosión.

Sin embargo cuentan con un rendimiento bastante pobre que se ve muy perjudicado por una baja temperatura ambiente debido a que no cuenta con ninguna barrera entre el interior y el exterior. Por ello se usan principalmente para calentar el agua de piscinas descubiertas y prolongar la temporada de baño.



Ilustración 16: Captador plano sin cubierta [<http://www.saclima.com/producto/captador-solar-plano-120-x-350-m/>]

3.7 Captador parabólico compuesto (CPC) (media temperatura [hasta 200 °C])

Este tipo de captadores [3] están diseñados con el objetivo de concentrar la energía procedente del Sol para obtener unas temperaturas altas. Las aplicaciones de este tipo de tecnología han sido de tipo industrial para la generación de energía de forma masiva en grandes instalaciones. Sin embargo, en los últimos años ha aparecido una versión más reducida de captadores de concentración de cilindro parabólico compacto (CPC).

Estos sistemas buscan reducir las pérdidas del captador solar disminuyendo el área del absorbedor con respecto del área de captación. Esto es posible gracias a que las pérdidas de calor son proporcionales al área del absorbedor, pero no a la de captación (apertura).

La mayor concentración de radiación se obtiene mediante el uso de reflectores que, después de una o más reflexiones, fuerzan la radiación incidente dentro de un cierto ángulo (llamado ángulo de aceptación) en la dirección del absorbedor.

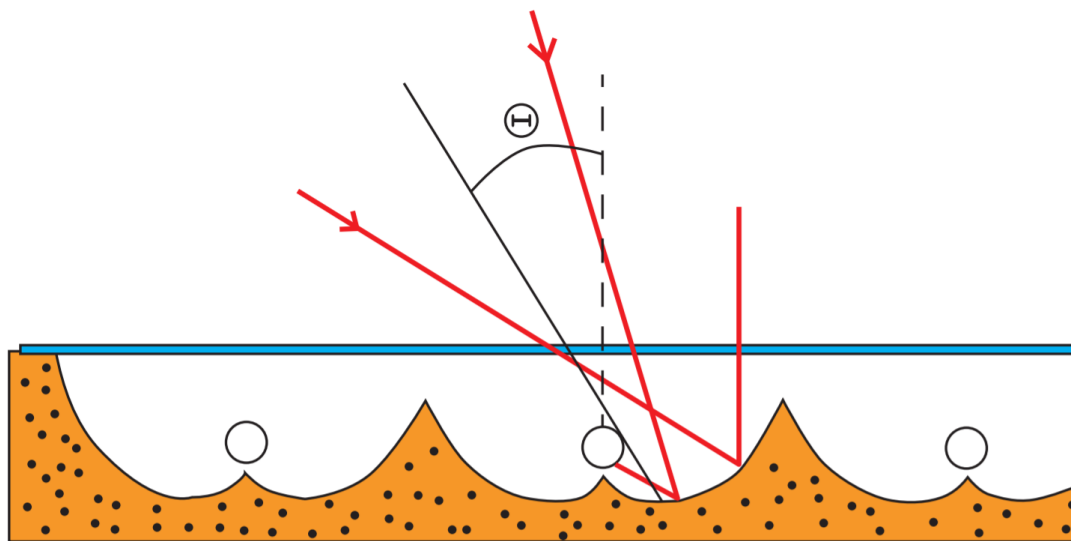


Ilustración 17: Colector CPC con absorbedor tubular [Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios. Per 2011-2020]

El gran ángulo de aceptación de estos dispositivos les permite aprovechar tanto la radiación directa como la difusa de la misma forma que un captador solar plano. Ésta es una característica muy interesante de este tipo de concentradores en comparación con los que requieren de un sistema de seguimiento.

3.8 Captador de tubos de vacío (media temperatura [40-130 °C])

Existen dos maneras de mejorar los colectores, mejorando la ganancia de energía que obtiene del Sol y/o reduciendo sus pérdidas. Los captadores de tubos de vacío se centran en el segundo aspecto.

Durante un tiempo los colectores de tubos de vacío fueron un recurso bastante caro y de difícil acceso, pero en los últimos años se han comenzado a comercializar y se han reducido sus costes de producción.

Los captadores de tubos de vacío son una evolución de los captadores de placa plana [3] en los cuales se eliminan las pérdidas debidas a calentar el aire en contacto con el exterior del captador, creando para ello una zona de vacío entre el interior y el exterior del captador.

En estos captadores se coloca el material absorbedor en el interior del tubo en el que se ha hecho el vacío y gracias a la reducción de las pérdidas de calor se mejora su rendimiento.

Sin embargo, debido a la forma cilíndrica de los tubos, se producen más reflejos de luz y la energía obtenida del Sol se ve reducida. A pesar de ello, la reducción de las pérdidas es mayor que la reducción de la energía ganada.

3.8.1 Tipo de colectores de tubo de vacío

Los distintos sistemas de colectores de tubo de vacío se basan en los tubos evacuados. Están conformados por dos tubos concéntricos entre los cuales se ha aspirado el aire produciéndose un vacío. En uno de los extremos ambos tubos se unen sellándose el vacío y dentro de ambos tubos se sitúan los distintos tipos de absorbedores.

3.8.1.1 Tubo de vacío de flujo directo

Esta fue la primera tecnología en desarrollarse y su funcionamiento es similar al de los captadores planos. Los colectores de tubo de vacío de flujo directo colocan en el interior del tubo evacuado una plancha de material absorbente adecuado que hace las veces de absorbedor transformando la radiación solar en calor. El absorbedor es recorrido en su superficie por un tubo con flujo directo en el que circula un fluido que eleva su temperatura en contacto con él. Estos circuitos pueden ser concéntricos o de circuito separado.

Los colectores de tubo de vacío de flujo directo tienen la ventaja de poder adoptar una posición tanto horizontal como vertical sin mermar su rendimiento ya que el tubo puede rotar sobre su eje inclinándose el absorbedor de la manera más adecuada. También tienen la ventaja de ser utilizables en áreas frías ya que permiten usar las estrategias contra la congelación de uso general en la energía solar térmica.

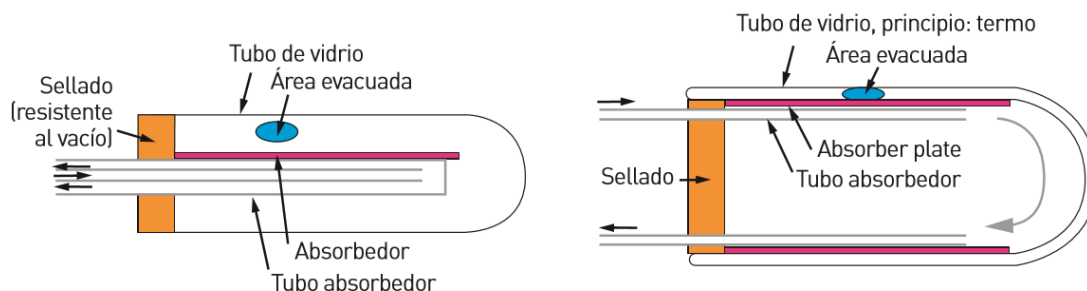


Ilustración 18: Tubo de vacío de flujo directo concéntrico (der) y de tubos separados (izqda.) [Fraunhofer ISE]

3.8.1.2 Tubo de vacío de Heat Pipe

Esta tecnología de colectores solares emplea un mecanismo denominado Heat Pipe (tubo de calor). Este mecanismo consiste en un tubo cerrado en el cual se introduce un fluido de propiedades específicas. Cuando el Sol incide sobre el absorbedor adosado al tubo, el fluido se evapora y absorbe calor (calor latente). Como gas asciende sobre el líquido hasta lo alto del tubo donde se sitúa el foco frío. Allí se condensa y cede su calor latente al fluido que nos interesa calentar volviendo a caer al fondo del tubo por gravedad. Este proceso se repite mientras dure la radiación del Sol o hasta que el colector ha alcanzado una temperatura muy alta (de en torno los 130 grados o más). El Heat Pipe o tubo de calor es considerado como un superconductor térmico por lo eficaz de su funcionamiento.

Al igual que sucede con los tubos de vacío de flujo directo, los tubos pueden orientarse individualmente en cualquier dirección para obtener un mejor rendimiento. Sin embargo, para que el sistema heat pipe funcione debe existir cierta inclinación.

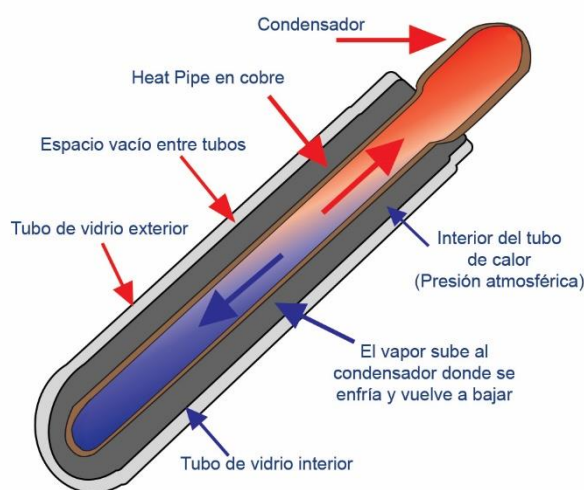


Ilustración 19: Composición de un tubo de vacío [<http://amordadsolar.com/tubos-de-vacio/>]

3.8.2 CPC en tubos de vacío

Al igual que para el captador plano, también se emplea este sistema en los captadores de tubos de vacío. El sistema consiste en una serie de reflectores que dirigen la luz que cae entre tubo y tubo hacia la parte trasera de los mismos donde es también aprovechada. Con ello los colectores reciben luz tanto de la parte delantera como de la trasera. Con el sistema CPC se amplía la superficie efectiva de captación por metro cuadrado para la tecnología de tubo de vacío factor que sin embargo siempre estará por debajo de los colectores de placa plana (por metro cuadrado se capta menos pero se hace un uso más eficiente de lo captado).

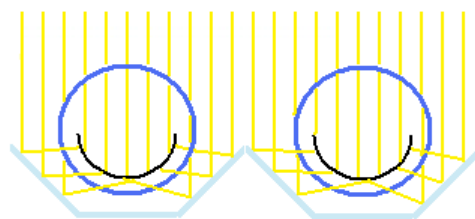


Ilustración 20: Esquema de captación de un sistema de CPC [<http://www.sitiosolar.com/los-colectores-solares-de-tubo-de-vacio/>]

3.8.3 Aplicaciones de los captadores de tubos de vacío

Es posible emplear la tecnología de los tubos de vacío para casi cualquier aplicación que requiera agua caliente de entre 50 y 130 °C. Los colectores de tubo de vacío son especialmente apropiados para climas muy fríos y parcialmente nublados.

La temperatura ambiente, como ya se ha comentado anteriormente, supone un factor importante que afecta al rendimiento de los colectores, cuanto más fría sea menor será su rendimiento porque habrá más pérdidas en la superficie del colector. Los colectores de tubo de vacío al tener muy pocas pérdidas ofrecerán un rendimiento claramente superior en climas muy fríos. Además este tipo de colectores son capaces de aprovechar la radiación difusa que suele darse en los días de nublados ligeros.

Los colectores de tubos de vacío resultan óptimos para el aprovechamiento de la energía solar a lo largo de todo el año, ya que en los meses de verano, tienen un rendimiento normal, parecido al del resto de colectores mientras que en los meses de invierno su rendimiento está por encima del resto de colectores.

3.9 Elección de la tecnología

De los tipos de captadores vistos anteriormente, se puede decir que los que serían de aplicación para uso residencial y que además tienen presencia en el mercado son los captadores planos y los de tubo de vacío. Los captadores planos sin cubierta no alcanzan la temperatura suficiente como para producir ACS y los captadores parabólicos por el contrario trabajarían a una temperatura demasiado elevada.

Por una parte, los captadores de tubos de vacío cuentan con un mejor rendimiento; especialmente en climas más desfavorables en los que la temperatura ambiente es más baja o en los que predomina la radiación difusa.

Sin embargo, estos paneles son más caros y en climas favorables la diferencia entre unos y otros no es muy apreciable, por lo que no es rentable instalar un captador de tubos de vacío frente a uno plano.

Otro punto a tener en cuenta es el de la diferencia de radiación entre verano e invierno. Esta es una situación que está presente en España y en la que debido a la diferencia de radiación entre un periodo y otro, en verano se producen sobrecalentamientos y en invierno a penas se llega a cubrir la demanda. Los captadores de tubos de vacío son mucho menos sensibles a este efecto debido a su mejor rendimiento en el periodo de invierno, por lo que serían más recomendables para evitar esta situación.

En cuanto al sobrecalentamiento, debido a que los captadores de tubos de vacío son capaces de alcanzar mayores temperaturas, se vuelve más costosa la instalación para controlar y prevenir las consecuencias de este efecto. Los captadores planos trabajarían a menor temperatura y por lo tanto sería más sencillo su control.

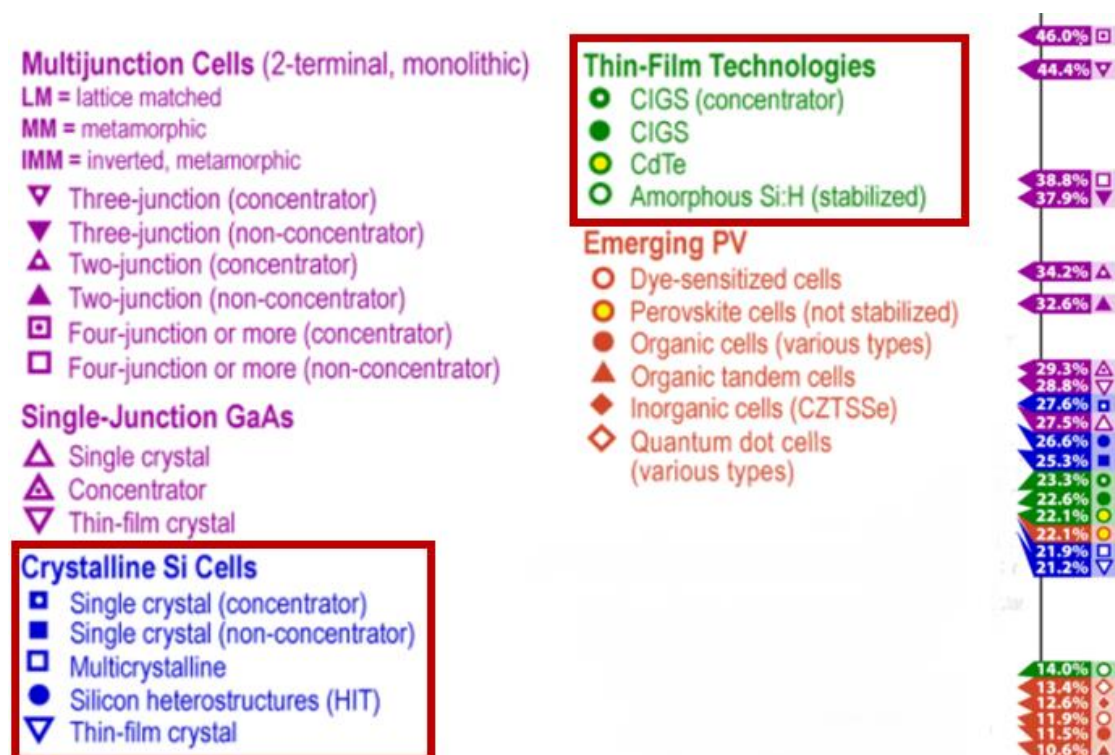


Ilustración 22: Progresión de la eficiencia de los tipos de células
 [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Best_Research-Cell_Efficiencies.png]

4.1.1 Tipos de células y eficiencia

De los tipos de células que son de aplicación, las que tienen un mayor rendimiento son las células cristalinas. Siendo las monocristalinas las mejores con una eficiencia del 25,3 %, seguida de las policristalinas con una eficiencia del 21,9 %.

El otro grupo de células que tienen cierta presencia comercial son las de capa delgada. Teniendo las compuestas por cobre, galio, indio y selenio (CIGS) una eficiencia del 22,6 %, las de telururo de cadmio (CdTe) una eficiencia del 22,1 % y las de silicio amorfo (aSi) un 14 %.

La importancia de la eficiencia del módulo solar es crucial para que la tecnología sea rentable. Con ello es posible reducir costes indirectos como la superficie del colector, soportes, terreno, cables, transporte e instalación.

A pesar de que en el laboratorio se han obtenido estas eficiencias, los paneles comerciales tienen unos valores apreciablemente menores. Esto se debe a que los procesos industriales aún no están lo suficientemente perfeccionados como para obtener células con la suficiente pureza y a que los paneles rara vez funcionan con las condiciones ambientales óptimas del laboratorio.

Según Jelle BP et al, los rendimientos comerciales medios de cada tipo de material serían:

MATERIAL	EFICIENCIA
Silicio monocristalino (células)	16,0 – 24,0 %
Silicio monocristalino (módulos)	20,0 %
Silicio policristalino (células)	14,0-18,0 %
Silicio policristalino (módulos)	16,0 %
Silicio amorfo (células)	4,0-10,0 %
Teluro Cadmio (células)	9,4-13,8 %
CIS/CIGS (células)	11,0-18,7 %
CIS/CIGS (módulos)	13,0 %

Tabla 1: eficiencias comerciales [Jelle BP et al. Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. Solar Energy Materials & Solar Cells. Vol 100 (2012). DOI: 10.1016/j.solmat.2011.12.016]

4.1.2 Reducción de costes

Otra vía para hacer rentable la energía solar fotovoltaica es la reducción de los costes de producción. A lo largo de los años el coste de las células fotovoltaicas de silicio monocristalino se ha reducido en gran medida como se muestra en la siguiente gráfica, habiendo visto reducidos sus costes de forma muy apreciable en los últimos 10 años. Así mismo, existen en el mercado otro tipo de células con unos costes de producción más bajos como las células de silicio policristalinas o las de capa delgada (thin film).

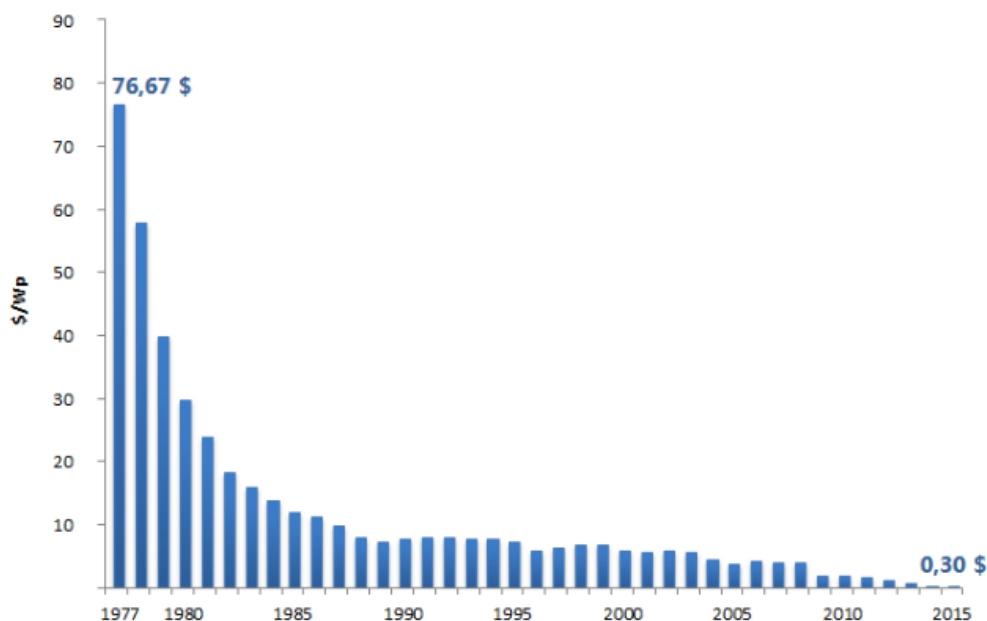


Ilustración 23: Evolución del precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino [Bloomberg New Energy Finance & PV Energy Trend]

4.1.3 El mercado solar fotovoltaico según el tipo de panel

A pesar del desarrollo [10] de nuevas tecnologías en materia de células solares, aproximadamente el 85 % de los paneles solares fotovoltaicos vendidos cada año son de silicio monocristalino o policristalino (siendo este porcentaje aún mayor en el sector residencial). Por lo tanto, aunque en el ámbito de la investigación sí que existe una gran variedad de posibilidades, el mercado está siendo dominado por las células cristalinas de silicio.

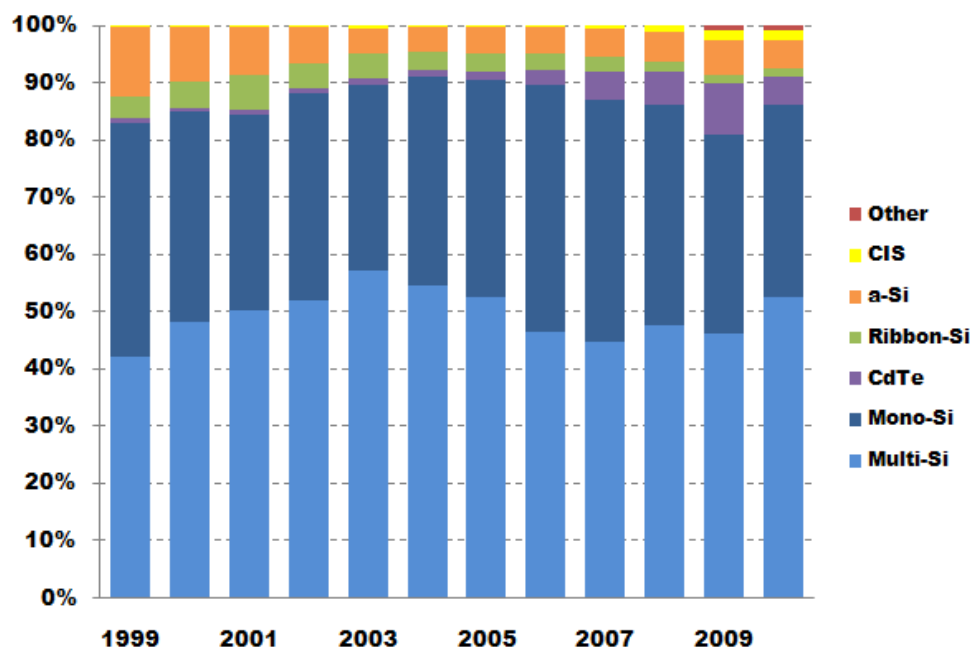


Ilustración 24: Cuota de mercado de los diferentes tipos de células [<http://solarpoweradvice.com/>]

El resto de la cuota de mercado es abarcado por las diferentes variantes de la tecnología de capa delgada, siendo los materiales más relevantes el Teluro de Cadmio (CdTe), el silicio amorfo y el Cu(InGa)Se₂ (CIGS).

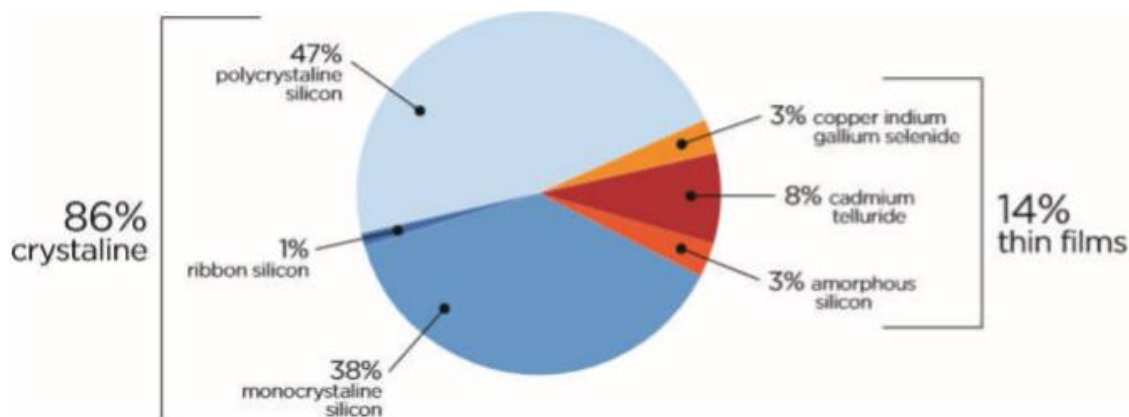


Ilustración 25: Distribución de tecnologías en el mercado a nivel mundial en 2010 [Clean&Green Report 2015]

4.2 El panel solar fotovoltaico

El panel solar fotovoltaico típico está compuesto por una capa de células fotovoltaicas cubiertas por ambos lados por un material encapsulante. Por debajo de estos se encuentra la estructura y el marco que sirven de contacto entre el soporte y que dan forma al panel. Cubriendo el panel se coloca una cubierta de cristal (generalmente templado).

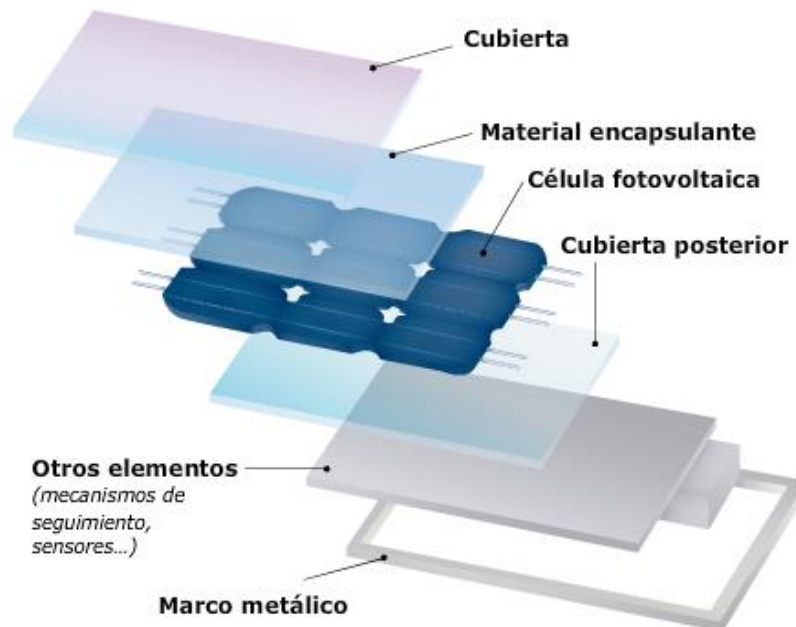


Ilustración 26: Composición de un panel solar fotovoltaico

[<http://www.ecosistemasdelsureste.com/news/componentes-principales-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica/>]

Las células más comunes están compuestas de silicio monocristalino y policristalino en las que se ha realizado una unión de semiconductores tipo p-n y contactos en ambas caras que permiten extraer los electrones excitados de la célula.

Estas células proporcionan aproximadamente 0,5 Voltios y una corriente de 35 mA/cm^2 cuando son iluminadas por el sol en un día claro a 1000 W/m^2 que se toma como irradiancia de referencia estándar. Ambos tipos utilizan silicio ultra puro como el empleado en la industria microelectrónica, de cuyos excedentes se ha nutrido la industria fotovoltaica hasta hoy.

Su éxito se basa en la abundancia del material en la corteza terrestre y en el conocimiento previo que se tiene del mismo. Desde el punto de vista fotovoltaico el valor de su banda prohibida (1,1 eV) es muy adecuado para la conversión de la luz solar en electricidad. Al ser un semiconductor de banda indirecta se necesita un espesor notable (≥ 100 micras) para absorber la luz pero su fragilidad determina que las células solares se construyan sobre obleas de 300 micras.

Para que los electrones elevados a la banda de conducción no vuelvan a la banda de valencia, antes de que se puedan extraer para realizar un trabajo, se necesita que el material útil sea de una gran pureza y de gran perfección estructural, por eso se emplea un material de calidad microelectrónica y obleas monocristalinas. A mayor pureza del material mayor rendimiento se obtiene.

4.2.1 Banda prohibida y eficiencia

Cada material semiconductor tiene sus propias propiedades [8] que lo hacen más o menos adecuado para su uso en una célula fotovoltaica. Una de estas propiedades es la llamada brecha de banda, que es el intervalo de energía que un electrón debe cruzar para ser promocionado desde la banda de valencia hasta la banda de conducción. Se ha demostrado que el silicio, con una banda prohibida de 1,12 eV, no es óptimo. Esta es una de las razones por las que materiales con una banda prohibida más cercana a 1,5 eV, como el arseniuro de galio (GaAs) o el telururo de cadmio (CdTe) (que tienen mayores eficiencias teóricas) se han ido desarrollando en los últimos años.

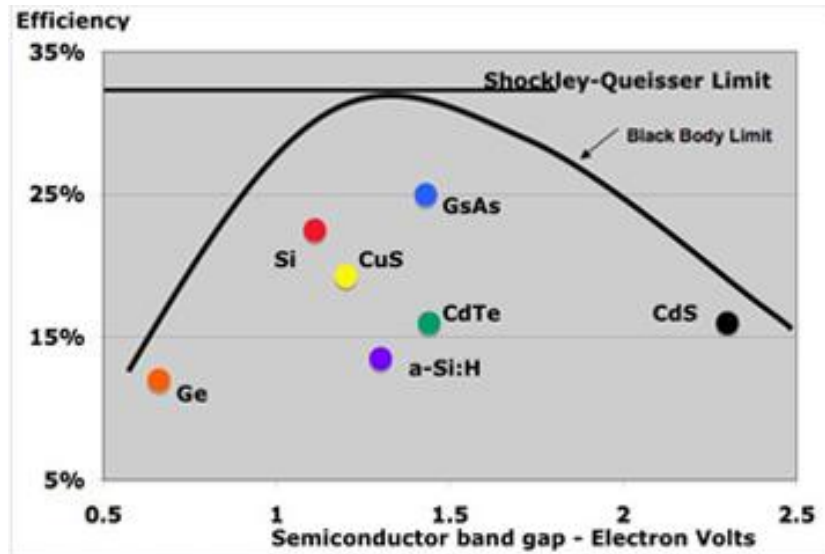


Ilustración 27: Relación entre la banda prohibida y la eficiencia [http://solarcellcentral.com/limits_page.html]

4.3 Paneles de silicio monocristalinos

Este tipo de paneles [11] están hechos con células de silicio monocristalinas. En estas, el silicio tiene una única estructura de retícula cristalina continua sin casi impurezas. Las células de silicio monocristalino son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme.



Ilustración 28: Panel solar fotovoltaico monocristalino [<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>]

El proceso de fabricación se realiza mediante bloques de silicio de forma cilíndrica (ingots). Para optimizar el rendimiento del proceso y reducir los costes de cada panel monocristalino se recortan los cuatro bordes de la oblea para reducir la cantidad de material desechado.

4.3.1 Ventajas

Su principal ventaja es la alta eficiencia, que suele estar entre el 16 y el 20%. Además funcionan mejor que otros tipos en condiciones de poca luz o días nublados (aprovechan mejor la radiación difusa) y también ven menos perjudicado su rendimiento por las altas temperaturas.

Esta tecnología está bien establecida en el mercado y los módulos fotovoltaicos tienen una larga vida útil de 20 años o más.

4.3.2 Desventajas

La desventaja es que requiere un complicado proceso de fabricación en el que se desperdicia una gran cantidad de material, lo que hace que sus costes de producción sean mayores que los de otras tecnologías; siendo en consecuencia más caros.

Otro problema es que si un solo panel se ve afectado por sombras o suciedad, todo el circuito se ve perjudicado. Para evitar esta circunstancia se pueden utilizar micro inversores solares en lugar de inversores en cadena de tal manera que cada panel sea independiente de los demás.

4.4 Paneles de silicio policristalinos

La estructura multicristalina [11] se forma por solidificación de crisoles de gran tamaño y se diferencia del monocristalino en que el tamaño del grano es de varios milímetros. Su coste por oblea y su eficiencia son menores, de modo que el precio por vatio pico es prácticamente el mismo.

Una de las formas más sencillas para saber si tenemos delante un panel solar monocristalino o policristalino, es que en el policristalino las celdas son perfectamente rectangulares y no tienen esquinas redondeadas.



Ilustración 29: Panel solar fotovoltaico policristalino [<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>]

4.4.1 Ventajas

Los paneles policristalinos utilizan un proceso de fabricación menos costoso que el empleado en los paneles monocristalinos, evitando el paso de crecimiento cristalino y en el que no se desperdicia material. Estas células se producen utilizando granos de silicio monocristalino. El silicio fundido se vierte en lingotes que luego son cortados para formar células completas. Estas células son más baratas debido al menor coste de producción.

Gracias a su mayor versatilidad de tamaño y aspecto, este tipo de paneles se han convertido en los más populares dentro del mercado; especialmente para su colocación en fachadas debido al brillo más uniforme que generan.

4.4.2 Desventajas

Su desventaja es que son menos eficientes, con un rendimiento de entre el 14 y el 16 %. También ven más perjudicado su rendimiento y su vida útil por el aumento de la temperatura.

4.5 Paneles de capa delgada (thin film)

La principal alternativa a las células de silicio cristalinas [11] son las células de capa delgada (thin film). Dentro de esta clasificación se emplean diferentes materiales, siendo los más utilizados el Teluro de Cadmio (CdTe), el silicio amorfo y el Cu(InGa)Se₂ (CIGS). También están apareciendo paneles de células orgánicas (OPC).

La principal característica de la energía solar fotovoltaica de capa delgada es la posibilidad de lograr un bajo coste más que su excelente eficiencia. Visualmente se pueden distinguir de las de tipo cristalino por su reducido espesor y su aspecto homogéneo.



Ilustración 30: Panel solar fotovoltaico de capa delgada [<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>]

4.5.1 Ventajas

La atracción de estas tecnologías es que potencialmente ofrecen una producción rápida a bajo costo en comparación con las tecnologías de silicio cristalino. Además, son flexibles y se pueden adaptar a múltiples superficies y formas.

Este material absorbe la luz de forma más eficaz, por lo que las células pueden ser más delgadas y su rendimiento no se ve muy perjudicado ni por las sombras ni las altas temperaturas.

Su fabricación es masiva y sencilla, lo que los hace más baratos que los paneles cristalinos. Este proceso de fabricación también permite controlar su espesor y aspecto final, por lo que se pueden realizar acabados homogéneos que facilitan su integración estética en los edificios.

4.5.2 Desventajas

Su principal desventaja es la baja eficiencia en torno al 10 %. Dependiendo del tipo, un módulo de capa fina presenta una eficiencia de entre el 4 y el 13%.

Otro problema es que requieren mucho espacio por su baja eficiencia, lo que además implica una mayor inversión en componentes de fijación, cableado y otros elementos.

Por último, son componentes menos duraderos que se deterioran con mayor rapidez y que por lo tanto cuentan con un menor periodo de garantía.

4.6 Nuevas tecnologías

Como se ha visto anteriormente, existe un límite de rendimiento que una célula fotovoltaica de un solo material no puede sobrepasar. Actualmente se están desarrollando dos métodos para superar ese valor y que se utilizan de forma conjunta.

4.6.1 Paneles multicapa

Para mejorar este rendimiento, es necesario utilizar células más complejas que empleen diferentes materiales para aprovechar los distintos espectros de luz. De esta manera se colocan los diferentes materiales en capas sucesivas.

Sin embargo, este tipo de paneles son mucho más caros que los de una sola capa y se ve reducido a usos en instalaciones de concentración donde se requiere menos superficie de captación y a la alimentación de satélites.

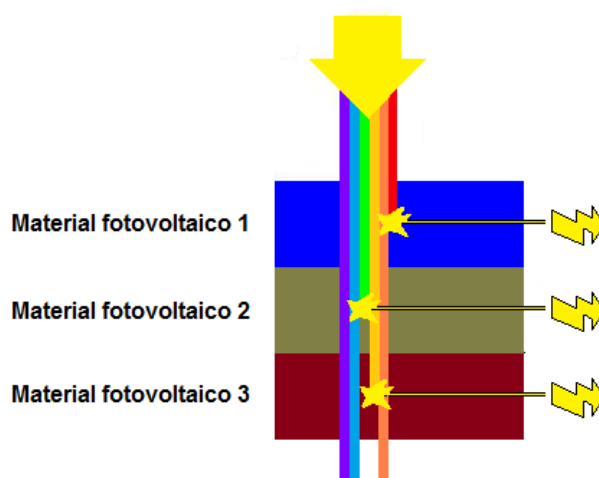


Ilustración 31: Funcionamiento paneles multicapa [<http://www.sitiosolar.com/la-energia-solar-fotovoltaica-de-alta-concentracion-hcpv/>]

4.6.2 Paneles de concentración (CPV)

La otra tendencia para mejorar el rendimiento de la captación solar fotovoltaica es la concentración de la luz por medio de materiales baratos y reflectantes (CPV). Esta sigue la misma filosofía que la expuesta en los captadores solares térmicos de concentración.

Con este tipo de tecnología se puede concentrar una mayor cantidad de energía solar en una superficie más reducida, permitiendo utilizar unas células de mayor calidad para obtener unos rendimientos superiores y aumentar así la producción.

Por el momento ambas tecnologías se ven relegadas al uso industrial y no en aplicaciones destinadas al sector residencial.

4.7 Paneles solares híbridos (térmicos y fotovoltaicos)

Anteriormente se ha hablado de la energía solar térmica y de la energía solar fotovoltaica como dos vías diferentes de aprovechar la energía solar y que contaban con dispositivos de captación diferentes e independientes. Existía la posibilidad de que ambas tecnologías coexistieran en la misma cubierta pero en instalaciones completamente independientes.

Sin embargo, han aparecido en el mercado un nuevo tipo de paneles que combinan ambas tecnologías: los paneles solares híbridos [12].

4.7.1 Funcionamiento

El panel solar híbrido tiene la estructura habitual de un captador solar térmico con el añadido de que se colocan las células fotovoltaicas (y su cableado correspondiente) sobre el absorbedor.

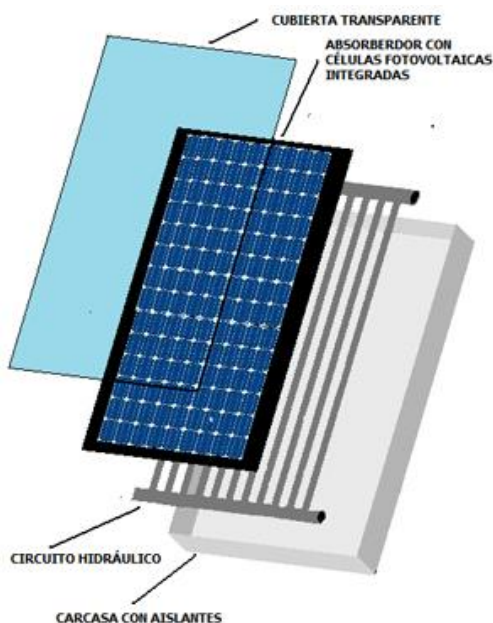


Ilustración 32: Esquema de un panel solar híbrido [<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/2012/07/paneles-solares-hibridos.html>]

Gracias a esta disposición se consigue obtener electricidad, ACS y mejorar el rendimiento del efecto fotoeléctrico por la reducción de la temperatura de trabajo.

La electricidad es producida de la forma habitual en las células fotovoltaicas. La energía solar que las células fotovoltaicas no son capaces de transformar en energía eléctrica y que se transforma en energía térmica es aprovechada por el sistema térmico. Con el aumento de la temperatura de trabajo la eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos se ve perjudicada, por lo que al evacuar el calor es posible minimizar este efecto.

4.7.2 Ventajas

Al estar ambas tecnologías integradas en un solo panel, se consigue ahorrar en materiales de fijación y componentes adicionales. Además, la vida útil de las células fotovoltaicas se ve prolongada gracias a la reducción de la temperatura de trabajo.

4.7.3 Desventajas

La principal desventaja de este tipo de panel es que es bastante novedoso y resulta mucho más costosa su adquisición respecto a otras alternativas.

4.7.4 Aplicaciones

Este tipo de panel es muy adecuado para su uso en el sector residencial debido a que se puede aprovechar tanto la electricidad como el ACS.

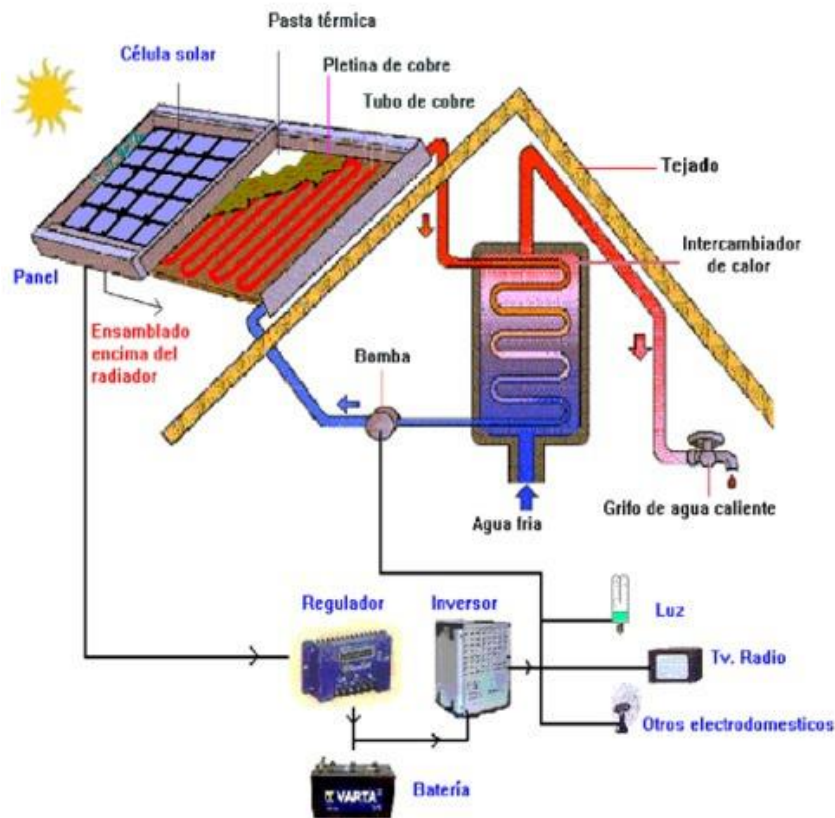


Ilustración 33: Esquema de un sistema doméstico de panel solar híbrido [<https://arquigrafico.com/que-es-un-panel-solar-hibrido/>]

4.8 Elección de la tecnología

De todas las opciones vistas anteriormente, las que serían de aplicación para uso residencial y que además cuenten con proveedores en el mercado serían los paneles cristalinos (monocristalinos y policristalinos) y los de capa delgada.

Dependiendo de las condiciones de contorno de la instalación así como el objetivo que se persiga con la misma, será más recomendable la utilización de uno u otro tipo de panel.

Para instalaciones con espacio limitado, los paneles cristalinos serían la mejor opción; siendo los monocristalinos algo más eficientes aunque también más caros.

Si lo que se busca es hacer la menor inversión posible los paneles de capa fina son la mejor opción. Aunque hay que tener en cuenta los costes de la estructura y materiales adicionales.

Independientemente del tipo de panel, una de las características más importantes a la hora de seleccionar uno u otro es la relación entre el coste y la eficiencia por metro cuadrado.

5 Instalación de los captadores solares en el edificio

5.1 Introducción

Una gran ventaja tanto de la energía solar térmica como de la fotovoltaica es que sus dispositivos de captación no necesitan espacio adicional en los edificios, ya que pueden colocarse encima de superficies construidas o incluso integrarse como un elemento constructivo más.

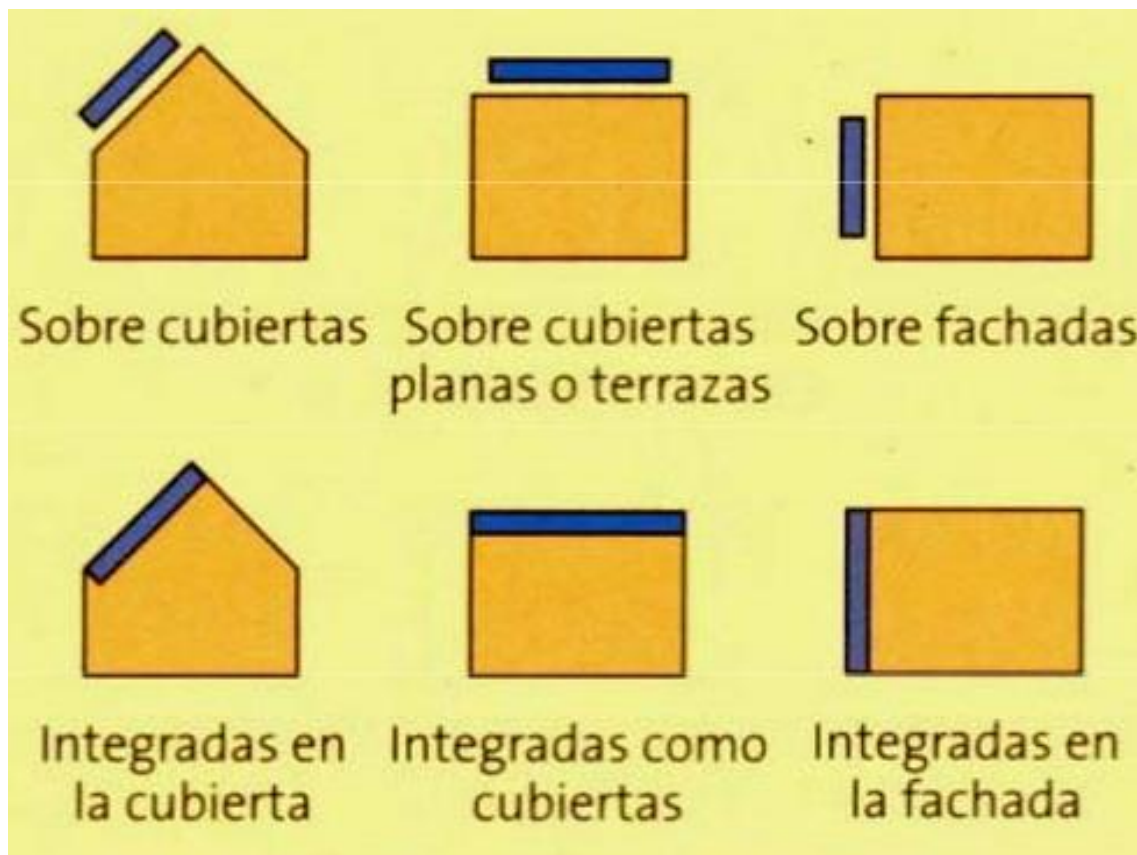


Ilustración 34: Formas de colocar un panel sobre el edificio
[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

La integración de paneles solares en los edificios [14] es una práctica cada vez más habitual debido a las ventajas que proporciona dándole una mayor utilidad al propio edificio [15].

Las cubiertas, tanto inclinadas como planas, son la zona más propicia del edificio para la instalación de paneles solares debido a que es el lugar donde más incide la luz solar. Además, es un espacio que generalmente no está destinado a otros usos aparte de a la salida de humos. Estas instalaciones permiten darles una mayor utilidad y cubrir parte de los consumos energéticos del edificio. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la cubierta sí que se ve afectada por las normativas técnicas en varios aspectos como el límite de transmitancia y que por lo tanto se debe considerar si se va a realizar una instalación en la misma.

También existe la opción de colocar los paneles en fachadas u otros elementos constructivos como lamas o marquesinas. Para estos casos, en los que los paneles son visibles, se han desarrollado paneles de varios tonos, colores y formas que proporcionan al edificio una mejora estética.

5.2 Instalación sobre superficies ya construidas

Esta es actualmente la solución más habitual y en la que se le da a cada material una única función. Los cerramientos del edificio actúan como base sobre la que se colocan los soportes y paneles solares.

Dentro de este tipo existen aquellas instalaciones en las que se emplean soportes para alterar la inclinación del panel respecto a la del edificio como sería el caso de las cubiertas planas, y otras en las que se aprovecha la inclinación del edificio para colocar los paneles como ocurriría en las cubiertas inclinadas.

Es una solución más simple en el aspecto técnico, puesto que cada componente realiza su función de forma independiente, y que se encuentran completamente estandarizadas.

5.3 Integración como elemento constructivo

La integración de los paneles solares implica que el propio panel actúa como cerramiento y como generador de energía. Por ello debe ser capaz, junto con las capas restantes del cerramiento, de cubrir ambas funciones de forma eficaz para que se pueda considerar una solución viable.

Estas funciones, además de la de producir energía térmica o eléctrica (o ambas), son las de:

- Proteger contra elementos climáticos exteriores (lluvia, viento, nieve, etc.)
- Actuar como barrera frente a ruidos, luz solar y radiación electromagnética
- Proporcionar un adecuado aislamiento térmico
- Transmitir la luz natural de forma controlada

Esta opción, permite reducir los costes respecto a realizarlas por separado debido a que los propios paneles sustituyen a algunos elementos constructivos.

A la hora de integrar los paneles solares se deben tener en cuenta las diferencias entre paneles solares térmicos y fotovoltaicos. Los paneles térmicos tienen un espesor (4-10 cm) y un peso (20 kg/m^2) superiores a los de un panel fotovoltaico (0,4-1 cm y 9-18 kg/m^2), por lo que la integración de los primeros se vuelve más complicada. Esta situación se ve más acentuada en las instalaciones en fachada o en elementos constructivos de revestimiento en los que el espesor es especialmente relevante por las limitaciones espaciales que existen.

Además, los paneles solares fotovoltaicos son modulares y por lo tanto pueden fabricarse en una gran diversidad de formas colores y pueden tener diferentes propiedades en función del uso al que estén destinados. Todo ello les hace fácilmente manejables como elementos de construcción y les vuelve una opción mucho más favorable para este objetivo.

5.4 Instalaciones en cubiertas inclinadas

Las cubiertas inclinadas son la solución constructiva más tradicional y que gracias a su geometría facilita la evacuación del agua. Esta inclinación, que suele ir acorde a la óptima en cada latitud, se puede aprovechar para colocar paneles solares en ella sin necesidad de elementos que alteren la inclinación. Sin embargo, cuentan con el inconveniente de que si no se encuentran orientadas al sur pierden gran parte de su potencial.

Otra ventaja es que permite instalar paneles sobre toda la superficie ya que no es necesario guardar separación entre una fila y la siguiente para prevenir las sombras.



Ilustración 35: Instalación de paneles fotovoltaicos realizada directamente sobre una cubierta inclinada [Guía de integración solar fotovoltaica]

5.4.1 Sobre cubierta inclinada

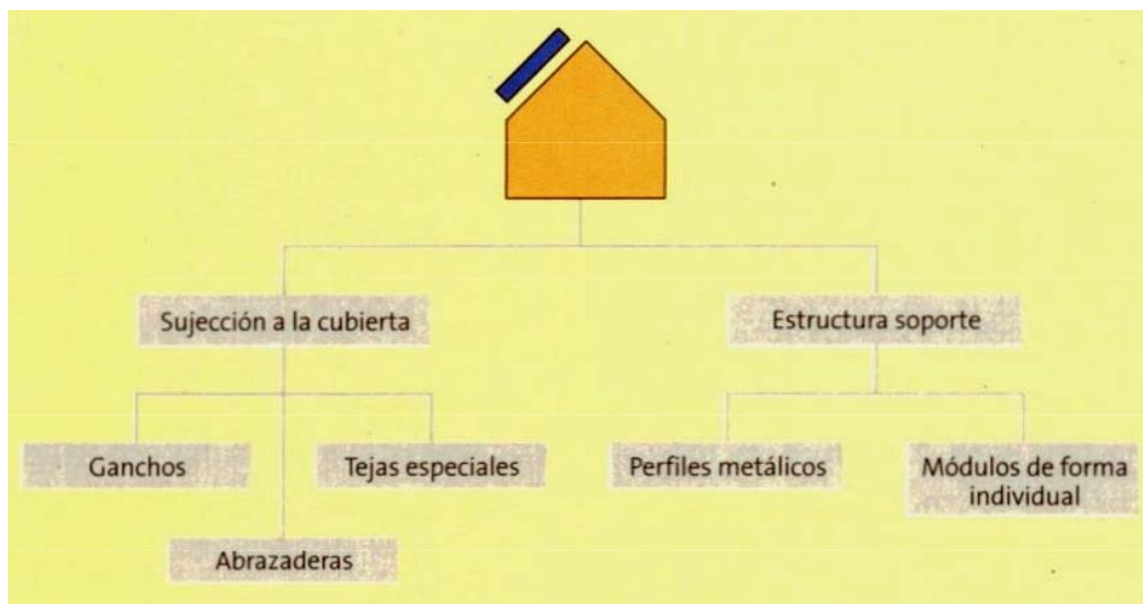


Ilustración 36: Colocación sobre cubierta inclinada
[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

Las instalaciones en cubiertas inclinadas se realizan directamente sobre esta. Su montaje es sencillo y se realiza empleando un sistema de sujeción mediante ganchos y soportes. La inclinación de los paneles será la misma que la de la cubierta.

En este caso no es recomendable que los paneles sobrepasen el perímetro de la cubierta y se debe guardar una separación mínima, lo que impide aprovechar toda la superficie disponible.

5.4.2 Integración en cubierta inclinada

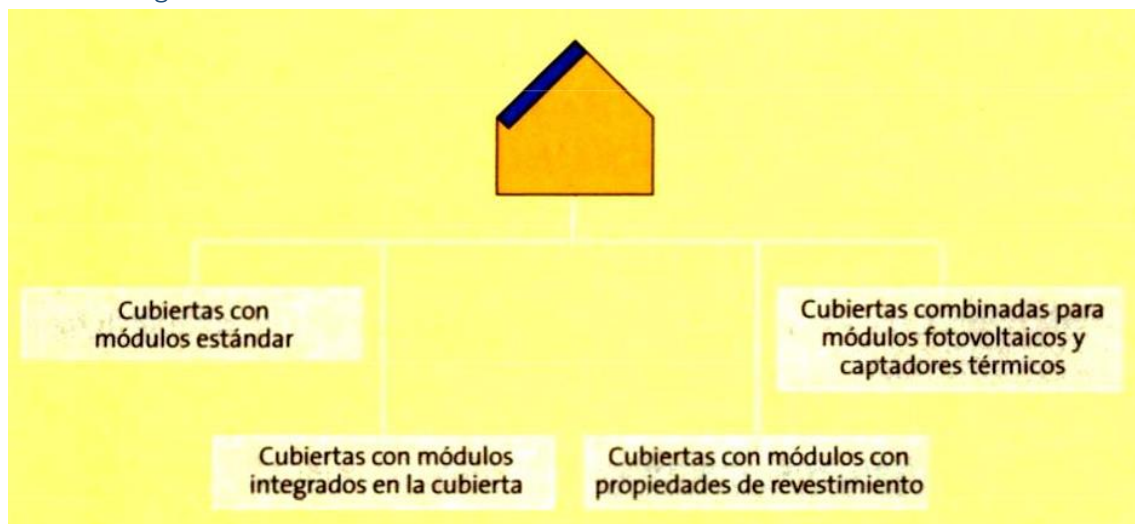


Ilustración 37: Integración en cubierta inclinada

[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

Integrando los paneles solares en una cubierta inclinada se omite el acabado final y la impermeabilización puesto que la realiza el propio panel.

Recientemente los fabricantes de módulos fotovoltaicos integrados están introduciendo en el mercado pequeños paneles que pretenden imitar el aspecto de las tejas convencionales. Estos módulos se denominan tejas solares y pretenden sustituir a las tradicionales.



Ilustración 38: Tejado solar [http://forococheselectricos.com/2016/10/tesla-presenta-su-tejado-solar-y-su-nueva-powerwall-con-hasta-14-kwh-de-capacidad.html]

5.5 Instalaciones en cubiertas planas

La instalación de paneles solares en una cubierta plana es la una práctica habitual debido a su sencillez y a la libertad a la hora de elegir tanto la orientación como la inclinación.

Adicionalmente, los captadores no son visibles desde el exterior, por lo que la estética del edificio no se ve afectada.



Ilustración 39: Módulos fotovoltaicos colocados en la cubierta plana de una vivienda autosuficiente [inhabitat.com]

5.5.1 Sobre cubiertas planas

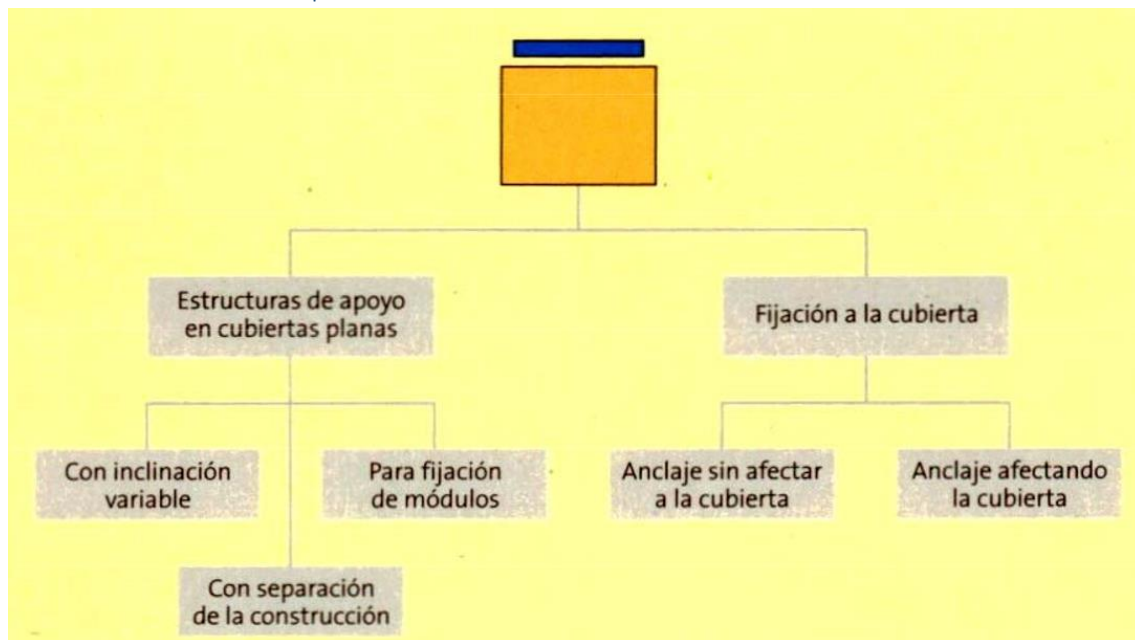


Ilustración 40: Colocación sobre cubierta plana

[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

En las instalaciones sobre cubiertas planas, los captadores pueden orientarse de la manera más óptima independientemente de la orientación del edificio. Sin embargo se debe guardar una separación entre una fila y la siguiente por lo que no se puede aprovechar toda la superficie. Mediante una estructura se levantan los paneles solares para conseguir la inclinación óptima. Los módulos se limpian con la lluvia al igual que sucede en las cubiertas inclinadas.

Sin embargo, su montaje se debe realizar de tal manera que no perfore la impermeabilización de la cubierta para evitar goteras y humedades.

5.5.2 Integración en cubiertas planas

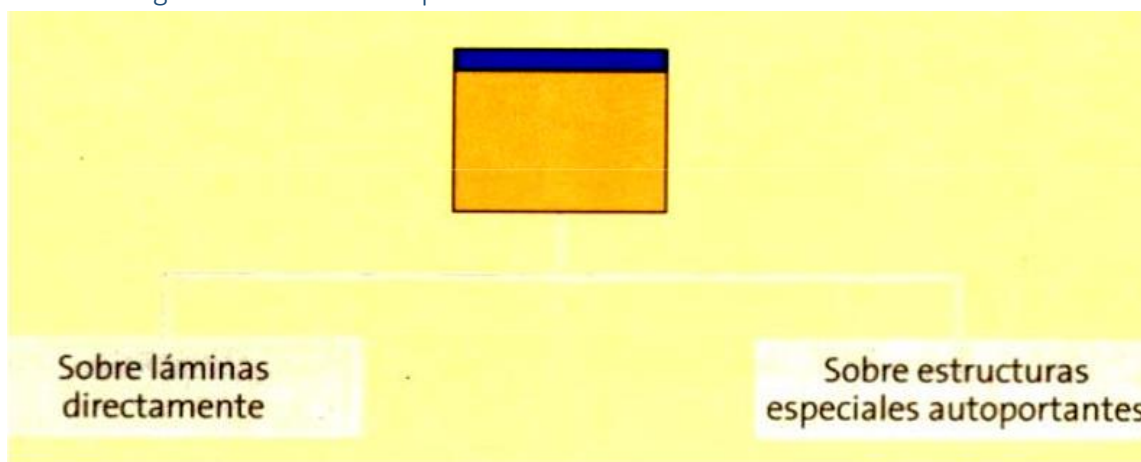


Ilustración 41: Integración sobre cubierta plana
[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

La integración en cubiertas planas se realiza sustituyendo el material impermeabilizante por el propio panel y colocando este directamente sobre la cubierta plana. Esto cuenta con el inconveniente de que la inclinación no es la más favorable. Además, su auto limpieza es menor debido a la ausencia de inclinación.

Esta es una solución únicamente utilizada en paneles fotovoltaicos y que generalmente son de capa delgada debido a la ya mencionada poca inclinación y en consecuencia pérdida de rendimiento y a las altas temperaturas que se producen en los paneles solares.

Sin embargo, existe la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos integrados en los lucernarios. Consistiría en sustituir los vidrios exteriores por material fotovoltaico con un cierto grado de transparencia para permitir el paso de la luz.



Ilustración 42: Lucernario fotovoltaico [<http://www.onyxsolar.com>]

Una alternativa atractiva para rehabilitaciones en este ámbito es la colocación de un sistema SATE (sistema de aislamiento térmico exterior) sobre la cubierta y sobre el mismo los módulos solares que actúan como protección frente a la radiación solar.

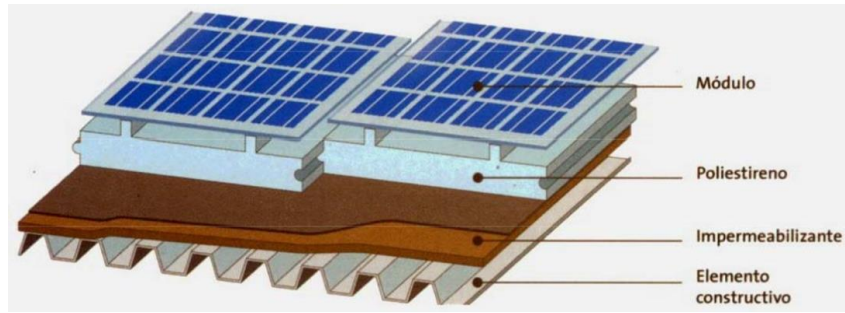


Ilustración 43: Integración sobre poliestireno expandido
[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

5.6 Instalaciones en fachadas

Como ya se ha mencionado anteriormente, la instalación de paneles solares en fachada es una alternativa casi exclusiva para los paneles solares fotovoltaicos debido a los grandes espesores de los paneles solares térmicos. El inconveniente frente a las instalaciones en cubierta es que la radiación solar incidirá durante menos tiempo debido a las sombras generadas por el propio edificio y además el rendimiento de los paneles se verá perjudicado al colocarse en estos casos de forma vertical (inclinación no óptima).

El diseño de este tipo de instalaciones [13] debe tener en cuenta la distribución de las ventanas, su orientación e incluso el sistema de ventilación para permitir una colocación adecuada. La fachada más favorable será la orientada al sur. También se deberán ventilar los paneles de forma adecuada para evitar perjudicar su rendimiento.

Los paneles más utilizados para esta función son los policristalinos debido a su forma más homogénea y a la visibilidad de los brillos que producen.

5.6.1 Sobre fachadas

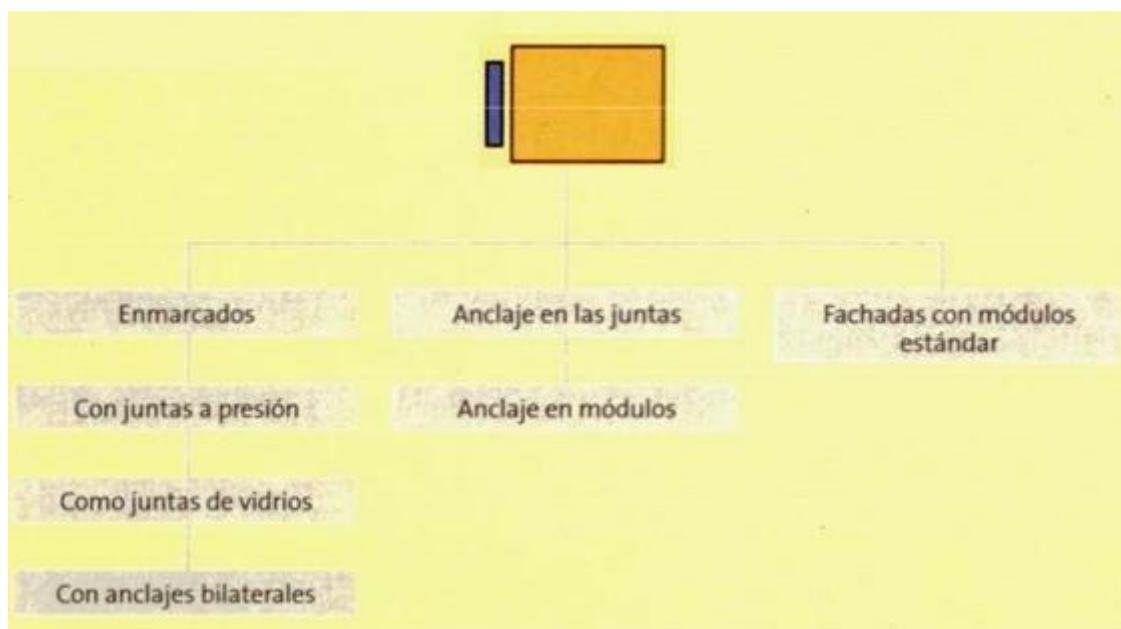


Ilustración 44: Colocación sobre fachada

[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

La opción más tradicional sería colocar los paneles directamente sobre la fachada ya construida. Se fijan a la misma mediante elementos convencionales al igual que sucedía en las cubiertas inclinadas.



Ilustración 45: Paneles solares colocados sobre fachada
[<http://www.greenestenergy.com/placas%20solares/PLACAS%20SOLARES.html>]

5.6.2 Integración en fachadas

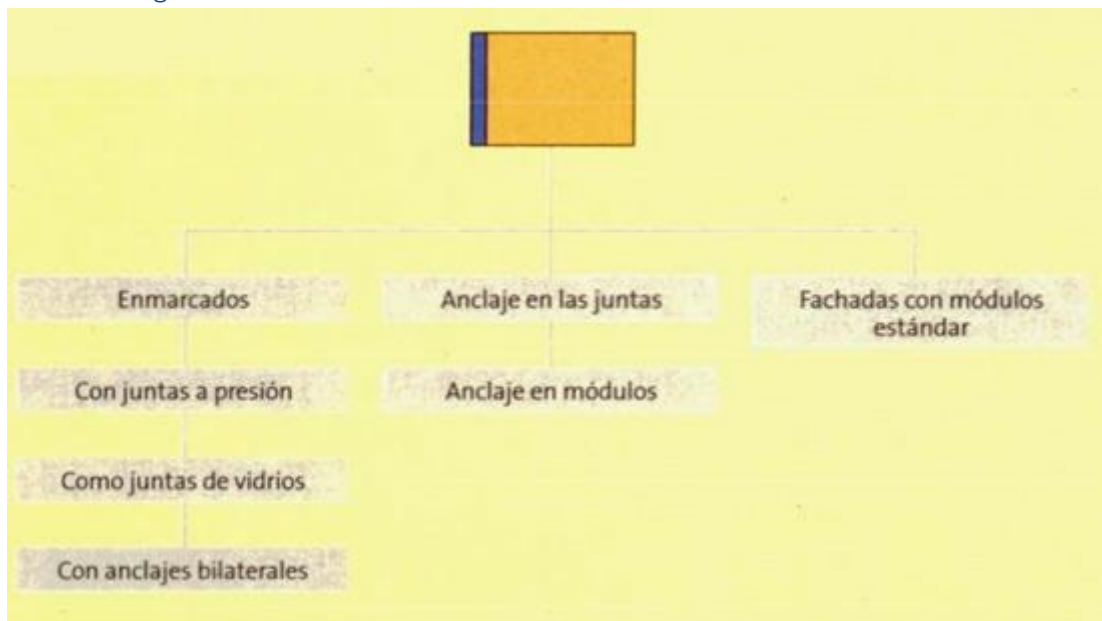


Ilustración 46: Integración en fachada
[<https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf>]

La integración de los paneles en la fachada permite sustituir la capa exterior de la misma por los propios paneles. Esto implica que los paneles deberán proporcionar las características resistentes necesarias y proteger frente a los agentes externos.

Al emplear esta solución el acabado final del edificio es mejor que en el caso de la colocación sobre la propia fachada y además permite cubrir toda la superficie de la misma. También supone un ahorro en los gastos en materiales puesto que el panel sustituye a la capa más externa de la fachada.

Las fachadas ventiladas son un tipo de cerramiento multicapa compuesto por un muro interior y uno exterior separados por una cámara de aire ventilada. La sustitución de la capa exterior por paneles solares permite una integración muy favorable puesto que cumple las funciones de protección frente a elementos externos y además el panel ve mejorado su rendimiento por la ventilación que se produce.



Ilustración 47: Fachada ventilada con integración de módulos fotovoltaicos [<http://www.bipv.es/>]

Otra opción es la utilización de materiales fotovoltaicos en muros cortina. Estas fachadas están compuestas por cerramientos prefabricados ligeros y finos que no cumplen funciones estructurales y que por lo tanto podrían ser sustituidos por cristales fotovoltaicos.

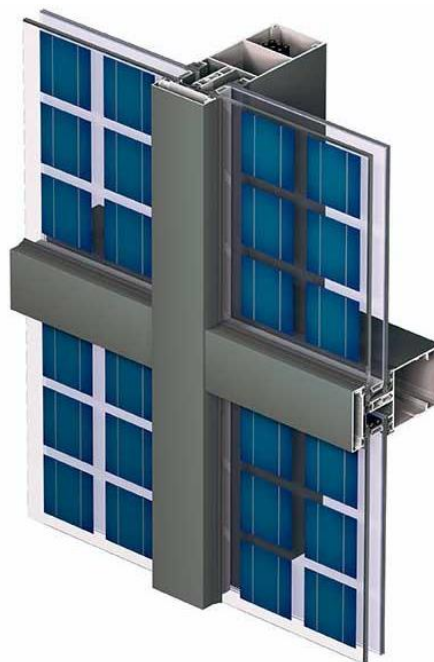


Ilustración 48: Muro cortina fotovoltaico [http://www.tectonica-online.com/productos/2061/fotovoltaico_cortina_muro/]

Trabajo de Fin de Grado: Implantación de la energía solar térmica y fotovoltaica en el Sector Residencial. Aplicaciones y posibles alternativas en la Comunidad Autónoma de La Rioja

También existe la posibilidad de colocar módulos fotovoltaicos en salientes, marquesinas y parasoles y así dotar de una mayor utilidad a estas superficies destinadas a proporcionar sombra al edificio.



Ilustración 49: Lamas fotovoltaicas [Isofotón]

5.7 Integración de la energía solar

A nivel de edificio, parece que es en la cubierta donde más potencial existe debido a su facilidad para conseguir orientaciones e inclinaciones favorables que permitan mejores rendimientos de los captadores.

También parece claro que la solución más económica es la integración frente a la colocación sobre elementos ya existentes. Sin embargo, esto plantea un problema respecto a las propiedades que deben tener los paneles. Para solventarlo, los paneles solares deben idearse desde el inicio para cumplir estos requisitos y deben pasar los controles de calidad pertinentes para que esta opción sea técnicamente viable; convirtiéndose así en un nuevo material de construcción junto a los convencionales.

Sin embargo, para que la integración sea beneficiosa para el coste frente a la colocación, esta se tiene en cuenta en los edificios de nueva construcción desde la fase de diseño, puesto que sino no se obtendría beneficio alguno. También sería una opción viable en rehabilitaciones en las que se sustituyan elementos constructivos.

En el caso de la energía solar térmica los requisitos de calidad para su integración parecen más difíciles de cubrir debido a su mayor peso y espesos. Lo que hace que sea bastante complicada su integración en fachadas.

Por su parte, los paneles solares fotovoltaicos cuentan con una perspectiva mucho más prometedora gracias a su reducido espesor y a las grandes posibilidades que existen para integrarlos y dotarlos de la resistencia necesaria para cumplir funciones estructurales. También su gran versatilidad en formas, tamaños y la posibilidad de que sean flexibles facilita enormemente su manipulación e instalación.

Con ello se puede concluir que la energía solar fotovoltaica es mucho más propicia para ser integrada en los edificios como elemento constructivo, quedando la energía solar térmica relegada a ser integrada únicamente en cubiertas inclinadas.

6 Instalaciones solares térmicas para la producción de ACS

Actualmente existen diversas configuraciones para instalaciones de producción de agua caliente sanitaria que se encuentran ya asentadas y que han demostrado su fiabilidad. Dependiendo de la situación en la que se realice la instalación, puede resultar más recomendable una u otra opción [16].

6.1 Sistemas y circuitos de las instalaciones

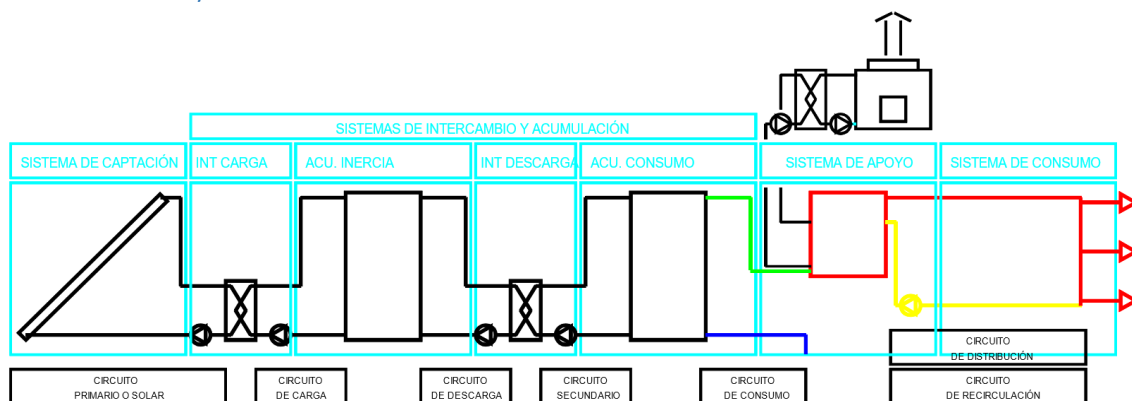


Ilustración 50: Sistemas y circuitos de las instalaciones solares térmicas [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

En el caso más general, las instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria pueden estar constituidas por 7 sistemas básicos y 2 sistemas de interconexión. Los sistemas básicos son: captación, el grupo de 4 sistemas de intercambio y/o acumulación, apoyo y consumo. Los sistemas de interconexión son los circuitos hidráulicos y el de control.

- El sistema de captación se encarga de transformar la radiación solar incidente en energía térmica aumentando la temperatura de un fluido de trabajo.
- Los sistemas de intercambio realizan la transferencia de calor entre el fluido de trabajo que circula por el circuito primario y el agua de consumo.
- Los sistemas de acumulación almacenan la energía térmica hasta que se precise su uso.
- El sistema de apoyo complementa el aporte solar suministrando la energía adicional necesaria para cubrir el consumo previsto.

El sistema de consumo está constituido por el conjunto de equipos y componentes a través de los cuales se materializa la demanda de agua caliente sanitaria; básicamente está constituido por la grifería y aparatos sanitarios que se utilizan para proporcionar el servicio de agua caliente sanitaria.

El sistema de interconexión está constituido por todos los circuitos hidráulicos que son los conjuntos de tuberías, con su aislamiento, accesorios, bombas, válvulas, etc. que interconectan los distintos sistemas y mediante la circulación de fluidos producen la transferencia de calor. Se pueden distinguir hasta 6 tipos de circuitos hidráulicos:

- Circuito primario o solar: formado por los captadores y las tuberías que los unen y en el que la energía térmica es transferida al acumulador directamente o al circuito secundario.
- Circuito secundario o de calentamiento del sistema de acumulación de consumo: en el que se recoge la energía captada por el primario y se transfiere al acumulador.

- Circuito terciario: en el que se transfiere la energía se transfiere la energía del acumulador al circuito de distribución.
- Circuito de distribución: en el que se distribuye el ACS al circuito de consumo.
- Circuito de consumo: en el que se conecta el circuito de distribución con los puntos de consumo.
- Circuito de recirculación: en el que se produce una recirculación para mantener el agua en las tuberías a una temperatura adecuada.

El sistema de control aplica las estrategias de funcionamiento y de protección organizando el arranque y parada de bombas, las actuaciones de las válvulas de tres vías y cualquier otra actuación electromecánica que se prevea.

6.2 Tipología de instalaciones en edificios de viviendas

En el caso de los edificios de viviendas se pueden adoptar diferentes configuraciones:

- Todo centralizado: solar y apoyo centralizado.
- Centralizado con apoyo distribuido: solar centralizado y el apoyo individual.
- Con intercambiador distribuido: con intercambiador de consumo individual.
- Con acumulación distribuida: con interacumulador de consumo individual.
- Todo individual: con todos los sistemas distribuidos.

6.2.1 Todo centralizado

En este tipo existe un único sistema de apoyo centralizado y un único depósito acumulador. El agua fría entra a la parte solar del sistema y es precalentada y acumulada hasta su uso. Antes de ser distribuida a los puntos de consumo el agua es calentada por el equipo de apoyo, de ser necesario, hasta la temperatura de impulsión.

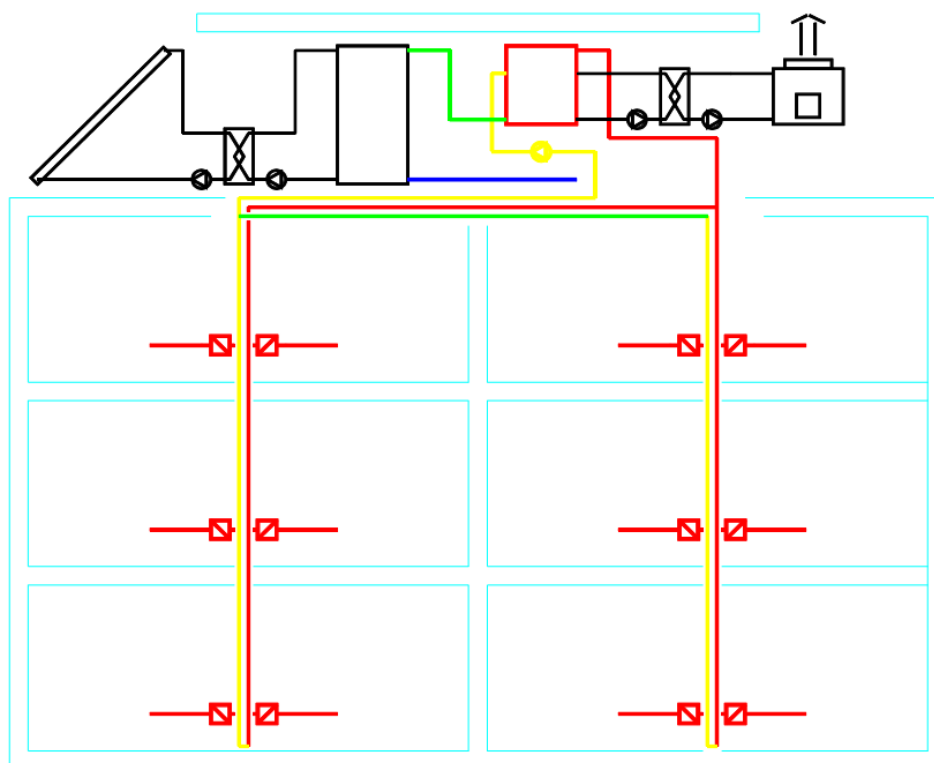


Ilustración 51: Esquema de una instalación completamente centralizada [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

En las derivaciones de cada vivienda se debe disponer de un contador para controlar el consumo de agua caliente de tal manera que se pueda determinar el gasto generado por cada usuario en los equipos centralizados.

En esta configuración es necesario diseñar un circuito de recirculación para asegurar que el agua llegue a la temperatura adecuada a los puntos de consumo. También se debe considerar que es necesaria la disponibilidad de espacios comunes para la instalación del depósito de acumulación, el campo solar y otros elementos de la instalación.

En esta configuración se centraliza el proceso completo de preparación del agua caliente y la red de distribución de agua caliente suministra a cada vivienda agua caliente dispuesta para su uso.

Estas instalaciones totalmente centralizadas cuentan con pérdidas considerables en los circuitos de distribución y recirculación. Estas se deben tener en cuenta para poder conocer la demanda bruta de energía y el rendimiento real de la instalación.

6.2.2 Centralizada con apoyo distribuido

Esta instalación cuenta con la variante de que se distribuye el sistema de apoyo de tal manera que cada vivienda cuenta con uno propio. La instalación de energía solar térmica pone a disposición de cada vivienda agua precalentada que se termina de calentar en la propia vivienda en caso de ser necesario.

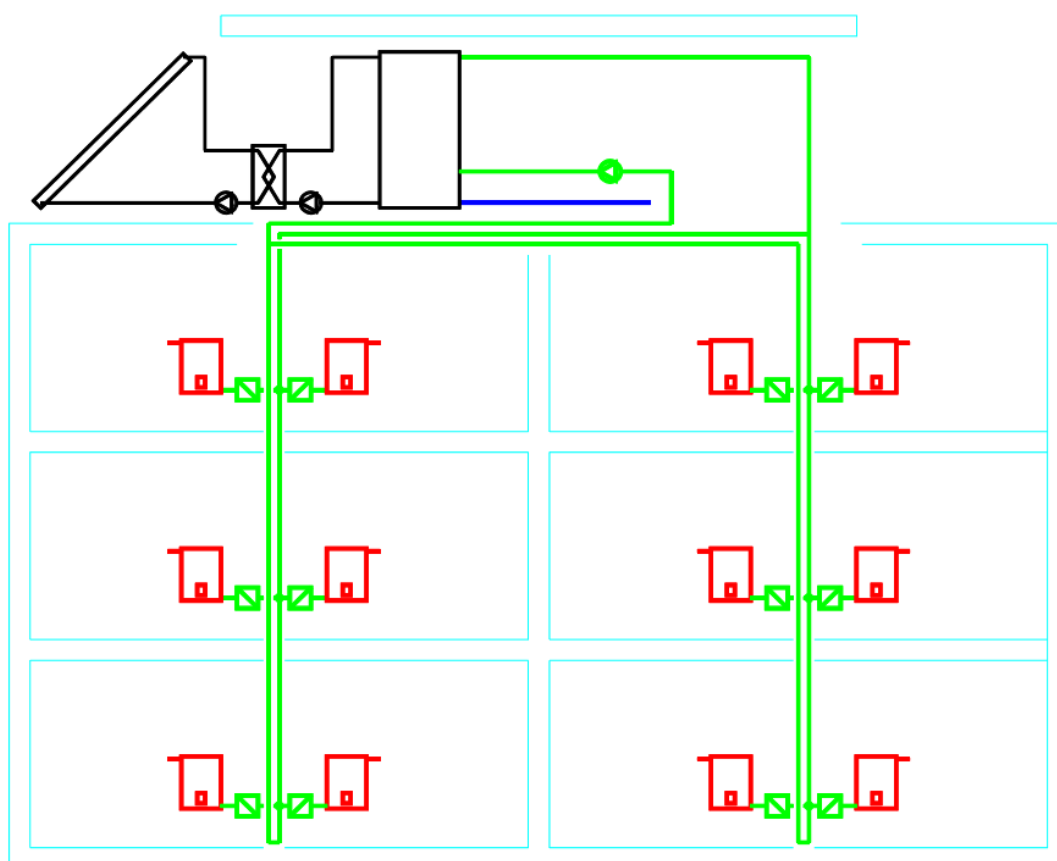


Ilustración 52: Esquema de una instalación con apoyo distribuido [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

En este caso también será necesario un contador en cada vivienda para controlar la cantidad de agua precalentada tomada de la instalación. Es necesario menos espacio común debido a que no existe un equipo de apoyo centralizado, aunque será necesario ocupar espacio en cada vivienda para colocar el sistema de apoyo individual.

En instalaciones con apoyo distribuido no siempre es necesario contar con un circuito de recirculación y la temperatura del agua que circula por el circuito de distribución es más baja, por lo que las pérdidas en este aspecto no serán tan altas como en el caso anterior.

6.2.3 Con intercambiador de consumo distribuido

En este caso se continúa con el proceso de descentralización distribuyendo el intercambio. La instalación se realiza de tal manera que desde un acumulador centralizado se toma el agua precalentada por la instalación solar y se distribuye a los intercambiadores de cada una de las viviendas.

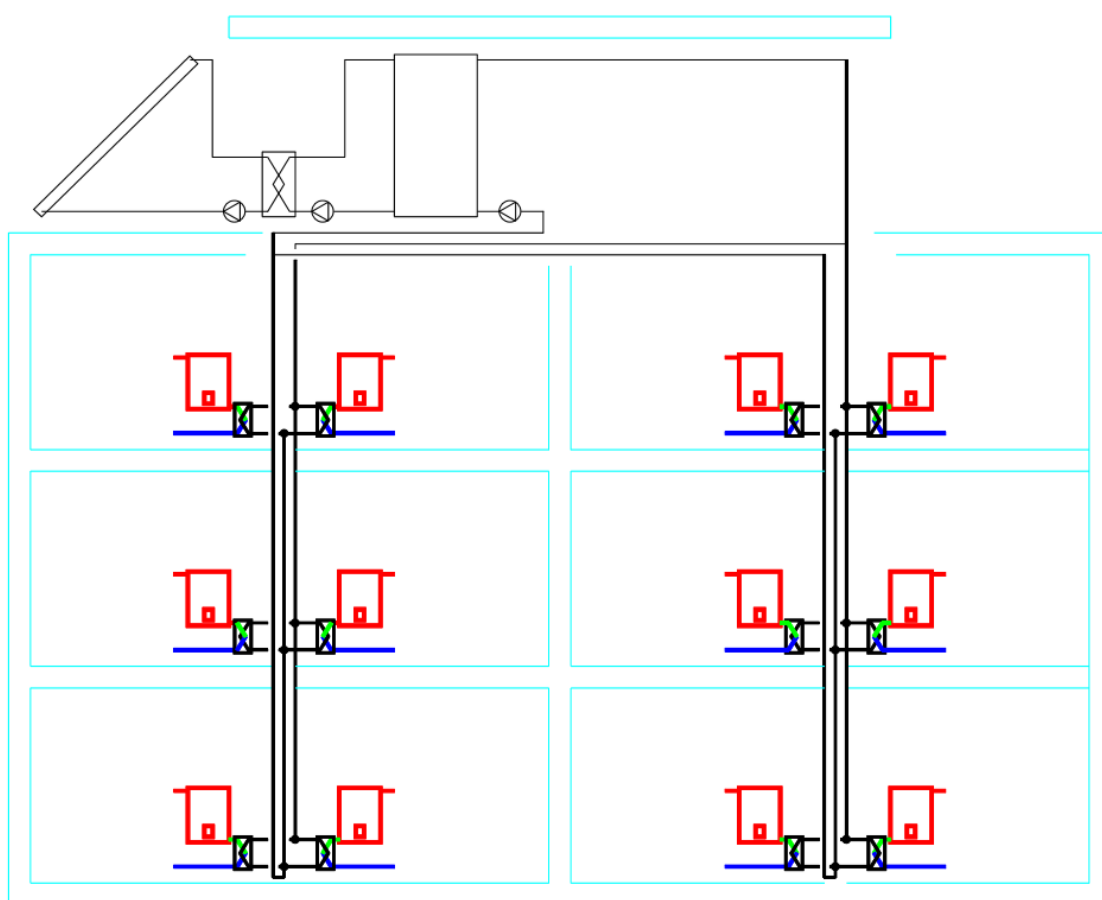


Ilustración 53: Esquema de una instalación con intercambio distribuido [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

Esta instalación tampoco requiere de sistemas de medida individualizados. También reduce el espacio necesario en las viviendas al no contar con acumulador individual, aunque sí que necesita espacio común para el acumulador centralizado.

En las instalaciones con intercambio distribuido, al igual que en las de acumulación distribuida, solo se produce circulación en el circuito de distribución cuando la temperatura del agua precalentada es suficiente como para aportar energía al agua de consumo.

6.2.4 Con sistema de acumulación distribuida

Para este tipo de instalación, se distribuye también la acumulación; instalando un depósito de acumulación para cada vivienda. Con esta configuración no es necesario instalar sistemas de medida individuales para cada vivienda ya que el agua fría entra desde cada toma individual y el agua precalentada se reparte de forma uniforme a los diferentes interacumuladores individuales.

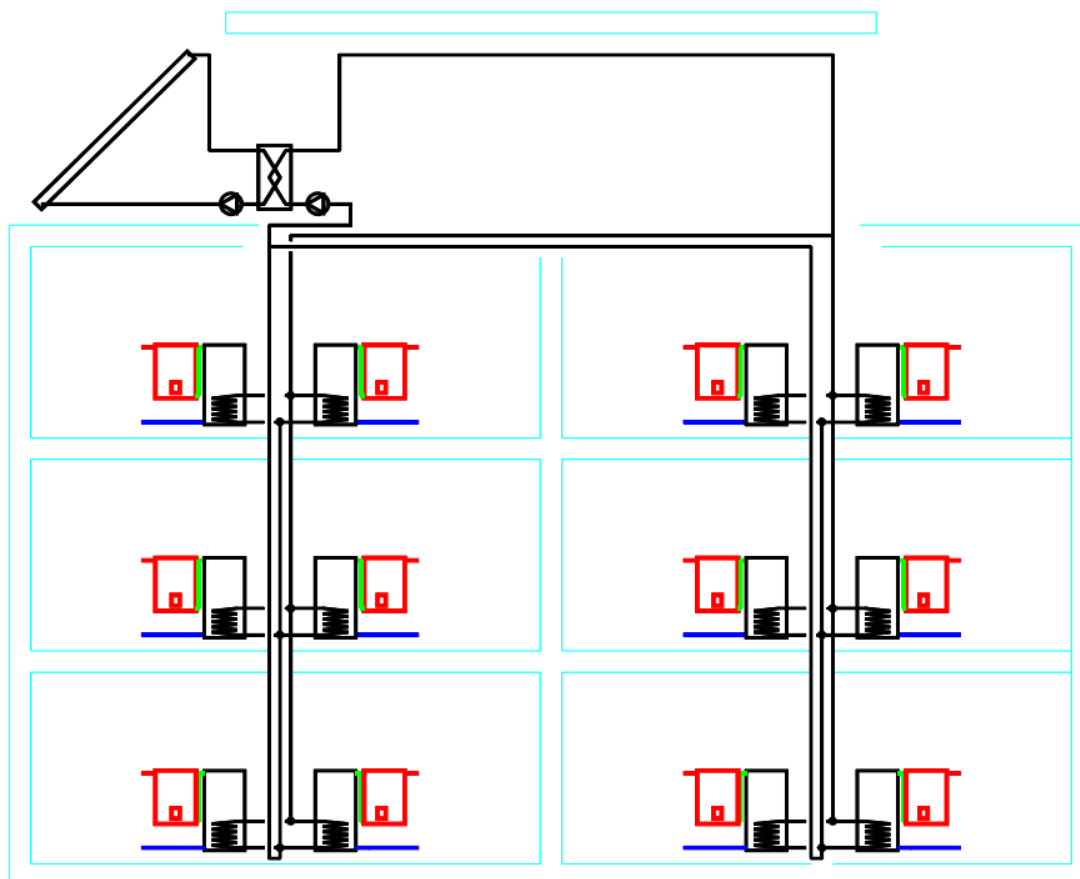


Ilustración 54: Esquema de una instalación con acumulación distribuida [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

Este tipo de distribución requiere de una gran cantidad de espacio en las viviendas para colocar el depósito acumulador y el equipo de apoyo.

En las instalaciones con acumulación distribuida las pérdidas son aún más reducidas debido a que solo se produce circulación cuando la temperatura del agua precalentada sea superior a la que se encuentra acumulada individualmente, encontrándose parado en los tiempos donde no hay producción solar.

6.2.5 Todo individual

El último tipo consistiría en una instalación completamente independiente de las demás. Tanto captación, acumulación y apoyo se realizan de forma distribuida.

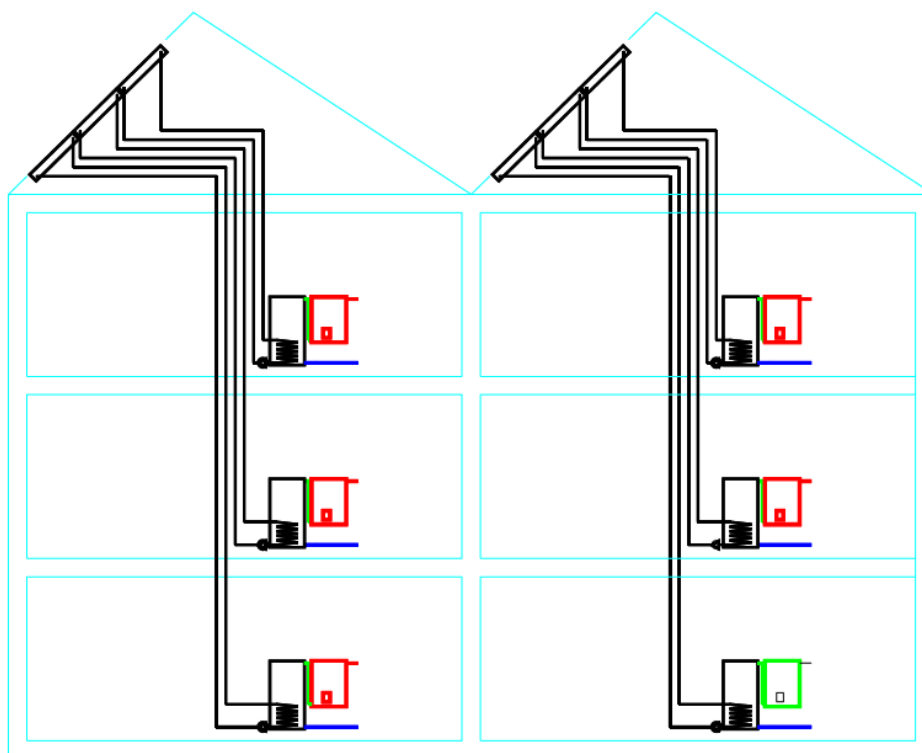


Ilustración 55: Esquema de una instalación completamente individual [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

Esta configuración solo sería de aplicación en viviendas plurifamiliares con hasta 8 viviendas, siendo su principal aplicación para viviendas unifamiliares.

Para este tipo de instalación, existe la posibilidad de utilizar sistemas prefabricados. Estos elementos son fabricados mediante un proceso estandarizado que presupone unos resultados uniformes y que se vende como una sola unidad.

Este tipo de sistemas suelen utilizar el efecto termosifón, que permite que el flujo circuito primario se produzca sin necesidad de bombas y en el que el depósito de acumulación debe situarse a una altura superior a la del captador. Sin embargo, al encontrarse el depósito de acumulación en el exterior, las pérdidas son mayores y en situaciones de temperaturas bajo cero este efecto no se produce y la instalación deja de aportar energía.

6.3 Selección de la configuración de la instalación

Para seleccionar la configuración más adecuada para cada caso, el criterio fundamental a tener en cuenta es de tratar de reducir el coste de la energía producida. Sin embargo, hay otros factores que se deben tener en cuenta como la seguridad del abastecimiento de agua caliente, la fiabilidad de funcionamiento de la instalación y la optimización del comportamiento de la instalación ante las diferentes condiciones de funcionamiento.

Existen una serie de alternativas en el diseño que se deben considerar en cada instalación de acuerdo a ciertos criterios para seleccionar la opción más adecuada:

6.3.1.1 La desagregación o no del consumo de agua caliente:

En las instalaciones centralizadas existe una acometida de agua fría desde donde, por parte de la comunidad, se realiza el suministro de agua caliente a las viviendas. Las instalaciones distribuidas e individuales disponen de su propia acometida de agua fría.

6.3.1.2 La centralización o no del sistema de apoyo de agua caliente:

El sistema de apoyo, si es centralizado, puede formar una única unidad que también requiere un espacio perteneciente a la comunidad y dedicado exclusivamente a esa función. Si el sistema de apoyo consiste en sistemas individuales cada usuario se encarga del coste de explotación y de la localización del equipo en su vivienda.

6.3.1.3 La concentración para ajustes del dimensionado:

La concentración de consumos por la centralización de las instalaciones de producción de agua caliente permite ajustar el dimensionado de las instalaciones aprovechando la oportunidad de la centralización y de la simultaneidad de consumos. Además, a medida que se aumenta el grado de centralización de las instalaciones los costes de inversión se ven reducidos.

6.3.1.4 La ocupación de espacios comunes o en las viviendas:

Además de los captadores solares, otros elementos de la instalación como los acumuladores centralizados, requieren un espacio comunitario específico. En el caso de acumuladores individuales el espacio necesario hay que encontrarlo en cada una de las viviendas. En cualquier caso, los sistemas centralizados siempre ocupan menos espacios y en zonas de menor valor.

6.3.1.5 La incorporación o no del intercambiador al acumulador:

En relación con el uso de intercambiadores independientes e incorporados el criterio de selección debe estar asociado a su tamaño. Para instalaciones con una potencia de intercambiador inferior a 7 kW es recomendable la incorporación del intercambiador. Por el contrario, si la potencia de intercambiador es superior a 35 kW es preferible utilizar intercambiadores externos. En casos intermedios es recomendable utilizar intercambiadores externos si existe más de un depósito de acumulación.

6.3.2 Tabla resumen de las principales características en función de la centralización

Tipo de instalación	Espacio Común	Espacio Individual	Circuito de retorno	Coste de la instalación
Todo centralizado	Todo	Nada	SI	Más reducido
Apoyo distribuido	Acumulación, captación e intercambio	Apoyo	NO	↓
Intercambio distribuido	Acumulación y captación	Apoyo e intercambio	NO	
Acumulación distribuida	Captación	Apoyo, intercambio y acumulación	NO	
Todo individualizada	Nada	Todo	NO	Más elevado

Tabla 2: Características de las instalaciones en función del grado de centralización

7 Instalaciones solares fotovoltaicas en edificios residenciales

Las instalaciones solares fotovoltaicas se dividen en dos tipos: aisladas y conectadas a la red.

- Instalaciones aisladas: son aquellas que abastecen toda la demanda eléctrica con la energía que producen y por lo tanto deben dimensionarse con este objetivo. Estas son generalmente empleadas en lugares donde resulta difícil el abastecimiento mediante la red. Para garantizar el suministro cuando no existe producción fotovoltaica es necesario incluir en estas instalaciones baterías u otros equipos de apoyo [17].
- Instalaciones conectadas a la red: son aquellas que se encuentran conexas a la red y que realizan un intercambio de energía con esta en función de la situación. En las horas de generación vierten la electricidad a la red, mientras que en las horas de paro la toman de esta. De esta manera, la red cumple la función que realizan las baterías en las instalaciones aisladas, lo que además permite libertad a la hora de dimensionar la potencia de la instalación [18].

7.1 Componentes de la instalación

A continuación se exponen los diferentes elementos que pueden estar presentes en una instalación solar fotovoltaica junto con los requisitos básicos que deben cumplir.

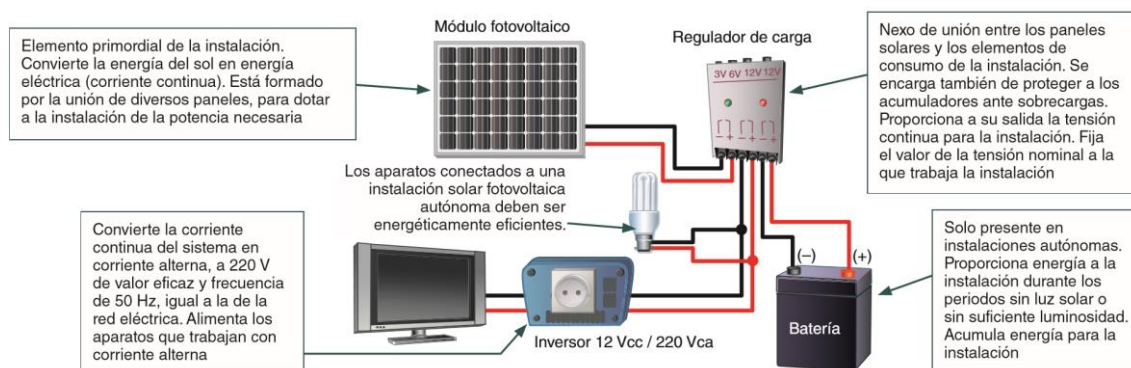


Ilustración 56: Componentes de una instalación fotovoltaica
[\[http://assets.mheducation.es/bcv/quide/capitulo/8448171691.pdf\]](http://assets.mheducation.es/bcv/quide/capitulo/8448171691.pdf)

7.1.1 Sistema de módulos fotovoltaicos

Como se ha tratado anteriormente, el panel solar fotovoltaico está formado por una capa de células fotovoltaicas cubiertas por un material encapsulante y montadas sobre una estructura unida al soporte. Su misión es la de transformar la energía solar en energía eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir una serie de normas sobre diferentes aspectos:

- Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006: relativa al material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- UNE-EN 61730: sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50380: sobre informaciones de las hojas de datos.
- UNE-EN 61215: para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 61646: para módulos fotovoltaicos de capa delgada.

Adicionalmente, deben contar con una garantía mínima de 10 años y una garantía de rendimiento de 25 años.

En el caso de que los módulos vayan a ser integrados en el edificio, deberán cumplir la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas sobre los productos de construcción.

7.1.2 Inversores

El inversor es un dispositivo que se encarga de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para que pueda ser utilizada (220 V y 50 Hz).

Los inversores serán del tipo adecuado para su conexión a la red eléctrica y contarán con una potencia de entrada variable para adaptarse a la generación en cada momento y no perjudicar el rendimiento de la instalación. Además deberán contar con protecciones frente a cortocircuitos, sobretensiones y todo tipo de anomalías que puedan producirse.

Las normas que deben cumplir los inversores en este tipo de instalaciones son:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116: Procedimiento de ensayo de medidas de prevención de aislamiento para inversores fotovoltaicos interactivos de uso general.

7.1.3 Cableado

Los cables y conductores de la instalación serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión (inferiores al 1,5 %) y calentamientos. Deberán tener la longitud adecuada para evitar enganches y tensiones y contarán con doble aislamiento adecuado para su uso tanto en la intemperie, bien sea al aire o enterrado (UNE 21123).

7.1.4 Puesta a tierra

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del resto de instalaciones del edificio (Reglamento de Baja Tensión).

7.1.5 Medidas de seguridad y protecciones

Las instalaciones fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de la red a las que estén conectadas (Real Decreto 1663/2000 (artículo 11)).

7.1.6 Acumuladores (baterías)

En las instalaciones aisladas de la red se deberá añadir un sistema de acumulación. Este deberá estar preparada para almacenar la energía generada por los módulos fotovoltaicos durante su periodo de funcionamiento y permitir su utilización en los momentos en los que no exista producción.

Es recomendable que las baterías sean de plomo-ácido, estacionarias y de placa tubular. Esta se deberá instalar en un lugar ventilado y con acceso restringido y contará con las medidas de protección adecuadas para evitar cortocircuitos accidentales.

7.1.7 Reguladores de carga

Para que el funcionamiento de las instalaciones aisladas sea el correcto, se deberá incluir un sistema de regulación entre los paneles y las baterías. Este se encarga de evitar situaciones de sobrecarga y sobre descarga de la batería.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo y las pérdidas causadas por estos serán inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

8 Casos prácticos

Con el objetivo de probar que configuración es la más favorable para las diferentes situaciones, se han realizado diversos casos prácticos; analizando los resultados obtenidos en 3 aspectos.

8.1.1 Viabilidad técnica

En la viabilidad técnica se comprueba en el diseño si la instalación es viable en todo lo que respecta a disponibilidad de espacios, existencia de componentes para su ejecución, etc. Este es un aspecto fundamental puesto que de no ser esta condición cierta, no se podría realizar la instalación.

8.1.2 Viabilidad ambiental

En la viabilidad ambiental, se contabilizan la reducción de las emisiones y el ahorro energético producidos por las instalaciones mediante este tipo de energía renovable frente a un sistema de generación convencional. Con ello se observan los beneficios que tiene la instalación en la mejora de la calidad del aire en las zonas urbanas.

8.1.3 Viabilidad económica

La viabilidad económica se plantea considerando la inversión inicial, los costes de mantenimiento y el ahorro anual generado para conocer el tiempo necesario para amortizar la instalación. El precio de la energía se ha obtenido realizando una media de los valores de los últimos cinco años y se ha supuesto un ciclo de vida de la instalación de 30 años. Los precios de los captadores térmicos y módulos fotovoltaicos se han tomado de los catálogos de los fabricantes. El resto de elementos de la instalación, así como los costes directos e indirectos, se han tomado del generador de precios de Cype 2017. Los costes del mantenimiento anual se han tomado según lo indicado en el documento “Manual de Energías Renovables. 4 Energía solar térmica” [23] para las instalaciones de energía solar térmica y del generador de precios de Cype 2017 para las instalaciones de energía solar fotovoltaica.

8.2 Edificios seleccionados

Para el diseño de las instalaciones se han elegido dos edificios de la ciudad de Logroño. Estos han sido un edificio plurifamiliar y un edificio unifamiliar perteneciente a una urbanización de edificios adosados. El primero se encuentra en la intersección de las calles Calvo Sotelo con Juan XXIII y corresponde a los portales 15 y 9. La urbanización “Ciudad de Santiago” se encuentra en la intersección de avenida de la Playa con calle Cabo Naval.

8.3 Metodología

Sobre estos edificios se han planteado diversos casos de implantación de la energía solar con el objetivo de comparar las diferentes posibilidades y usos que se puede hacer de la energía solar en edificios residenciales. Los casos se pueden agrupar en cuatro tipos de instalaciones:

- 1) Instalaciones solares térmicas cumpliendo el CTE-DB-HE4: inicialmente se han realizado las instalaciones de producción de energía solar térmica para cumplir los requisitos de contribución solar mínima de ACS exigidos por el CTE-DB-HE4.
- 2) Instalaciones solares fotovoltaicas equivalentes a las exigencias del CTE-DB-HE4: a continuación, se ha planteado una situación en la que unas instalaciones solares fotovoltaicas produzcan una reducción de las emisiones equivalentes a las que se producen en el primer caso con la energía solar térmica.
- 3) Instalaciones solares térmicas aumentando la contribución: en el tercer caso se han diseñado unas instalaciones de energía solar térmica con una mayor contribución.

- 4) Instalaciones solares fotovoltaicas aumentando la contribución: siguiendo la misma tendencia, se han diseñado instalaciones de energía solar fotovoltaica que aprovechen toda la superficie disponible para la generación de energía eléctrica.

Todos esos casos se realizan partiendo de la idea de que el edificio se encuentra ya construido y que no se trata de un edificio nuevo en el que ya se tenga en cuenta en el diseño del mismo la instalación de energía solar. Con ello se busca una mayor aplicación del estudio puesto que actualmente, en los países de la Unión Europea, la mayor parte del parque edificatorio se encuentra ya construido; siendo por lo tanto la rehabilitación la mejor vía para implantar estas tecnologías.

8.3.1 Edificio plurifamiliar

Para la energía solar térmica en el edificio plurifamiliar se han considerado los cuatro primeros casos anteriormente expuestos. Estos serían: todo centralizado, centralizado con apoyo distribuido, con acumulación también distribuida y con intercambiador distribuido. El caso de todo individual se ha descartado puesto que resulta bastante complejo de realizar en un edificio plurifamiliar y además desaprovecha la posibilidad de la centralización de la instalación como medida de reducción de costes.

Estos cuatro casos se han planteado tanto con captadores planos como con captadores de tubos de vacío para determinar cuál sería el más apropiado para las condiciones ambientales de Logroño. Lo que ha dado como resultado un total de ocho casos:

Tipo de captador	Grado de centralización			
	Todo centralizado	Apoyo distribuido	Intercambio distribuido	Acumulación distribuida
Placa Plana				
Tubos de vacío				

Tabla 3: Casos planteados en el edificio plurifamiliar

Para la energía solar fotovoltaica, se han planteado tres situaciones en función del tipo de panel: monocristalino, policristalino y silicio amorfo (capa delgada). Con ello se pretende estudiar cual es el panel más apropiado para esta situación.

8.3.2 Edificio unifamiliar

En el caso del edificio unifamiliar se ha seguido un procedimiento análogo. En energía solar térmica se ha plantado el caso restante de todo individualizado, pero con diferentes variantes, dando como resultado tres casos distintos: instalación con sistema prefabricado, instalación con interacumulador e instalación con intercambiador independiente.

También se ha realizado la instalación tanto con captadores planos como con captadores de tubos de vacío. Lo que ha dado como resultado seis casos distintos:

Tipo de captador	Tipo de instalación individual		
	Con interacumulador	Con intercambiador externo	Sistema prefabricado
Placa Plano			
Tubos de vacío			

Tabla 4: Casos planteados en el edificio unifamiliar

Para la energía solar fotovoltaica también se han planteado instalaciones con los tres tipos de paneles: monocristalino, policristalino y silicio amorfo (capa delgada).

8.4 Selección de los captadores solares térmicos

Con el objetivo de recopilar información sobre el estado actual del mercado en lo que respecta a captadores solares térmicos y poder seleccionar uno con un cierto criterio, se han consultado los catálogos de diferentes fabricantes, se han tomado diferentes modelos de captadores y se han tabulado sus datos de rendimiento, dimensiones, peso, caudal, garantía y precio.

Al desarrollar este proceso se ha podido comprobar que en España existe una gran oferta de captadores planos, pero que sin embargo los de tubos de vacío están relegados a un segundo plano; lo que los hace más difíciles de encontrar. Los rendimientos ópticos de los captadores planos oscilan entre el 70 % y el 80 % y sus pérdidas entre los 3,5 y los $5 \frac{W}{m^2 K}$. Las dimensiones se encuentran en torno a los $2 m^2$ y su peso entre los 35 y 50 kg. Los captadores de tubos de vacío cuentan con un rendimiento óptico algo menor del 70 % aproximadamente y también unas pérdidas considerablemente menores de unos $1,5 \frac{W}{m^2 K}$.

En lo que se refiere a precios, los captadores planos son considerablemente más baratos debido a la ya mencionada mayor disponibilidad, a que se encuentran más asentados en el mercado y a la mayor simplicidad de su proceso productivo.

Para seleccionar el captador más adecuado se ha seguido un criterio que se basa en la siguiente expresión:

$$Fator = \frac{\text{Área de captación} \cdot \text{Eficiencia}}{\text{Precio del captador}}$$

De esta manera, cuanto mayor sea el área de captación y el rendimiento del captador frente al precio del mismo, mayor será este factor y por lo tanto más rentable será el captador. Sin embargo, este factor tiene como objetivo priorizar el coste del panel como criterio de selección. Podrían darse casos en los que exista una baja disponibilidad de espacio y por lo tanto se deba renunciar a un precio óptimo de panel y seleccionar un panel más caro aunque con una mejor eficiencia para conseguir la producción de energía requerida.

8.5 Programa de cálculo de las instalaciones solares térmicas: CHEQ4

Para verificar que la instalación diseñada cumple los requisitos del CTE-DB-HE4 y obtener los resultados energéticos y de reducción de emisiones de las instalaciones solares térmicas se ha empleado el programa CHEQ4 [19]. Esta herramienta informática desarrollada por Aiguasol permite comprobar el correcto dimensionamiento de las instalaciones de energía solar térmica.

El programa emplea como motor de cálculo la metodología Metasol que combina métodos de simulación dinámica como TRANSOL con métodos estáticos como f-Chart. El método f-Chart es el más utilizado para el cálculo de instalaciones solares térmicas, la metodología Metasol cuenta con varias ventajas respecto a este que la hacen considerablemente más precisa:

- Permite variar la instalación en función del tipo de aplicación, lo que hace que se pueda emplear para una gran variedad de tipos de edificios y amplios rangos de demandas.
- Tiene en cuenta las pérdidas del circuito de distribución y también considera las pérdidas de segundo orden de los captadores, lo que penaliza el aporte solar y hace que la simulación se ajuste mucho más a la realidad. Las pérdidas de distribución serán mayores cuanto mayor longitud tenga el circuito de distribución y por lo tanto serán más altas cuanto más centralizada este la instalación.

- La base de datos de simulaciones en la que se basa la herramienta cuenta con hasta 69000 casos, mientras que el f-Chart tan sólo se basa en 300 casos.

	MetaSol	F-Chart
Configuraciones	7	1
Climas	7	1
Simulaciones	69.000	300
Demanda máxima	3000 kg/día	560 kg/día

Ilustración 57: Comparativa entre Metasol y f-Chart
[http://www.cheq4.idae.es/userfiles/file/Metodologia_de_calculo_MetaSol.pdf]

8.6 Programa de diseño de las instalaciones solares fotovoltaicas: Pvsyst

El diseño de las instalaciones solares fotovoltaicas se ha realizado mediante el programa Pvsyst [20]. Esta es una herramienta informática que permite simular cualquier tipo de instalación fotovoltaica y que proporciona una gran cantidad de datos con un buen nivel de detalle.

Cuenta con una base de datos en la que se encuentran datos climáticos y valores de radiación de una gran cantidad de ubicaciones. También cuenta con una amplia base de datos de los componentes de una instalación fotovoltaica como son los módulos e inversores.

El programa calcula las pérdidas producidas por las sombras, la orientación, la inclinación, la variación de la irradiancia, la temperatura, la acumulación de polvo, etc. También tiene en cuenta las pérdidas que se producen en el resto de componentes de la instalación como en el cableado, el transformador y otros.

A la hora de diseñar la instalación ofrece ayuda para seleccionar los componentes en función del tipo y la cantidad de captadores con los que se ha dimensionado la instalación para que resulten compatibles. También permite realizar la distribución de los mismos en el espacio disponible que se le ha definido (layout).

Los cálculos son realizados de forma bastante precisa (cálculos horarios) de acuerdo a un año tipo y ofrece una gran cantidad de resultados precisos. Los resultados más importantes son mostrados en un informe en el que se incluye datos de rendimiento, potencia, energía producida, pérdidas, etc.

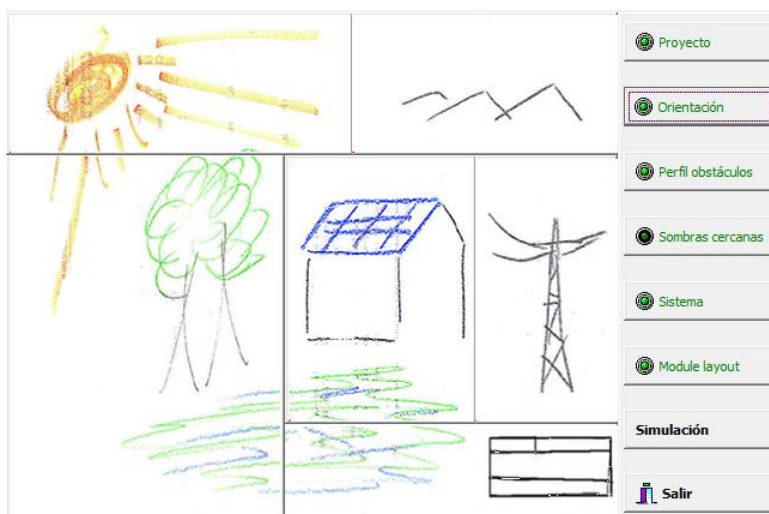


Ilustración 58: Menú de proyecto del programa Pvsyst [Pvsyst]

9 Instalaciones solares térmicas cumpliendo el CTE-DB-HE4

9.1 Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)

Inicialmente se ha diseñado la instalación correspondiente al caso con todo centralizado con captadores planos. Tomando esta como base, se han hecho las modificaciones correspondientes para plantear los casos restantes.

9.1.1 Instalación completamente centralizada

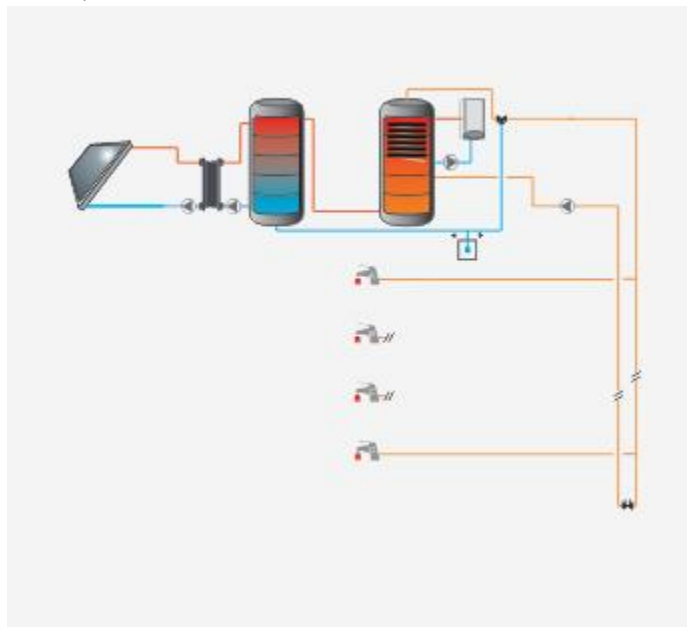


Ilustración 59: Esquema de la instalación completamente centralizada [CHEQ4]

9.1.1.1 Demanda de ACS

Para poder dimensionar la instalación de producción de ACS es necesario conocer la demanda diaria del recurso. Para ello, tal y como indica el CTE-DB-HE4, se ha tomado los datos del número de viviendas y de habitaciones de cada vivienda para calcular el número de ocupantes.

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de Personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Ilustración 60: Tabla 4.2. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado [CTE DB H 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria]

De la tabla 4.1. Demanda de referencia a 60 °C se obtiene que la demanda diaria por ocupante de ACS a 60 °C es de 28 litros, dando como resultado:

Tipo	Viviendas	Dormitorios	Ocupantes	Demanda (l/día)
A	10	2	30	840
B	15	3	60	1680
C	5	4	25	700
Total	30		115	3220

Tabla 5: Demanda diaria de ACS en función de la ocupación

A la demanda diaria se le debe aplicar un factor de centralización de acuerdo al número de viviendas del edificio, que en este caso es de 30; lo que da un resultado de 2737 l/día de ACS. El

edificio también cuenta con dos oficinas, pero se ha considerado que no cuentan con abastecimiento de agua caliente sanitaria puesto que únicamente cuentan con un lavamanos.

Nº viviendas	N≤3	4≤N≤10	11≤N≤20	21≤N≤50	51≤N≤75	76≤N≤100	N≥101
Factor de centralización	1	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70

Ilustración 61: Valor del factor de centralización [CTE DB HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria]

Teniendo una demanda de ACS menor de 5000 l/día y encontrándose la ciudad de Logroño en la zona solar III, la contribución solar mínima exigida es del 40 %.

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Ilustración 62: Contribución solar mínima anual para ACS en % [CTE DB HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria]

9.1.1.2 Diseño del campo solar

Como es recomendable, los captadores se han de colocar en la cubierta con orientación sur del edificio (azimut 4º). Está es una cubierta inclinada (42º) por lo que es especialmente propicia para colocar los captadores debido a que es la misma inclinación que la latitud de la ciudad de Logroño (42,47º). Realizando el perfil de sombras, se ha podido comprobar que ni los edificios ni otros tipos de obstáculos producen sombras en la instalación.

A la hora de seleccionar el captador más ventajoso para la instalación es necesario tener en cuenta dos variables fundamentales:

- El rendimiento: cuanto mayor sea el rendimiento del captador, mejor aprovechará este la radiación solar y por lo tanto se podrá realizar la instalación con un menor número de captadores y en consecuencia se ahorrará en materiales de fijación, tuberías y otros elementos.
- El precio por metro cuadrado de captación: este tiene una gran influencia y se debe tener en cuenta especialmente en los casos en los que no hay problemas de disponibilidad de superficie para realizar la instalación.

El captador elegido ha sido el ESCOSOL SOL 2800 XBA (Salvador Escoda) debido a su buena relación de precio por metro cuadrado, lo que hace que aunque cuente con un rendimiento (74,9%) y unas pérdidas ($6,54 \text{ W/m}^2\text{K}^2$) levemente peores a la media, se vuelve la opción más recomendable debido a que no existen problemas de espacio en la cubierta.

A la hora de determinar cuántos captadores son necesarios y cómo colocarlos se debe decidir si se colocan en serie o en paralelo. Los captadores en serie hacen que la temperatura aumente más y funcionan con un menor caudal, sin embargo el rendimiento de la instalación se ve perjudicado debido al menor salto de temperatura en cada captador y también cuentan con unas pérdidas de carga mayores. Los captadores en paralelo revierten la situación y trabajan con

un mayor caudal y una menor temperatura, sufriendo menos pérdidas de carga y obteniendo un mejor rendimiento.

Debido a su mejor rendimiento y a que la temperatura proporcionada por la distribución en paralelo es suficiente para la producción de ACS, se ha seleccionado esta distribución. Con este criterio, se ha determinado que son necesarios 14 captadores para cubrir la contribución solar mínima y se han distribuido en 2 baterías de 7 captadores.

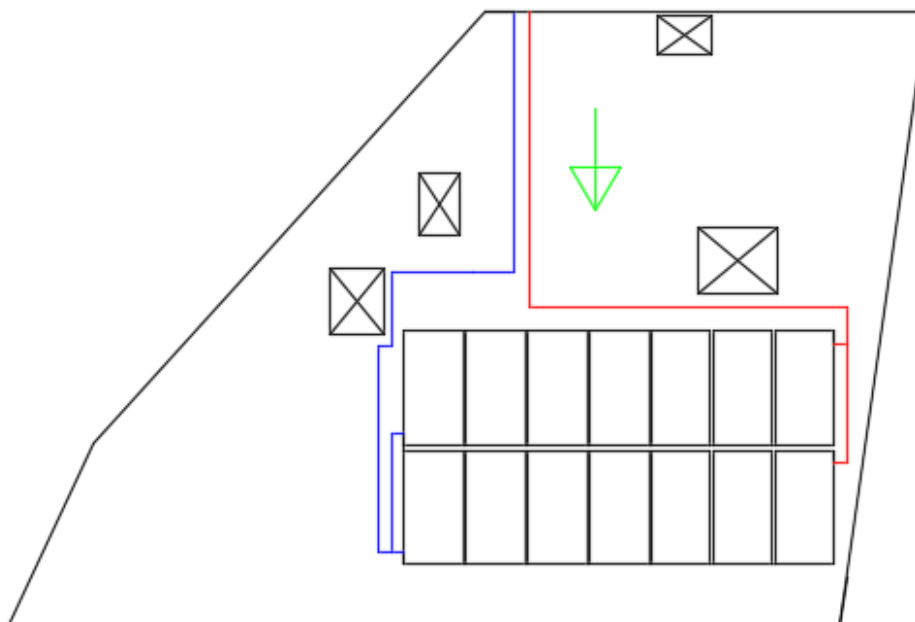


Ilustración 63: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]

9.1.1.3 Cálculo de sombras

El edificio seleccionado es levemente más alto que el que se encuentra a continuación en dirección sur. Las únicas sombras que pueden aparecer podrían ser debidas a dos edificios de mayor altura pero que se encuentran a cierta distancia.

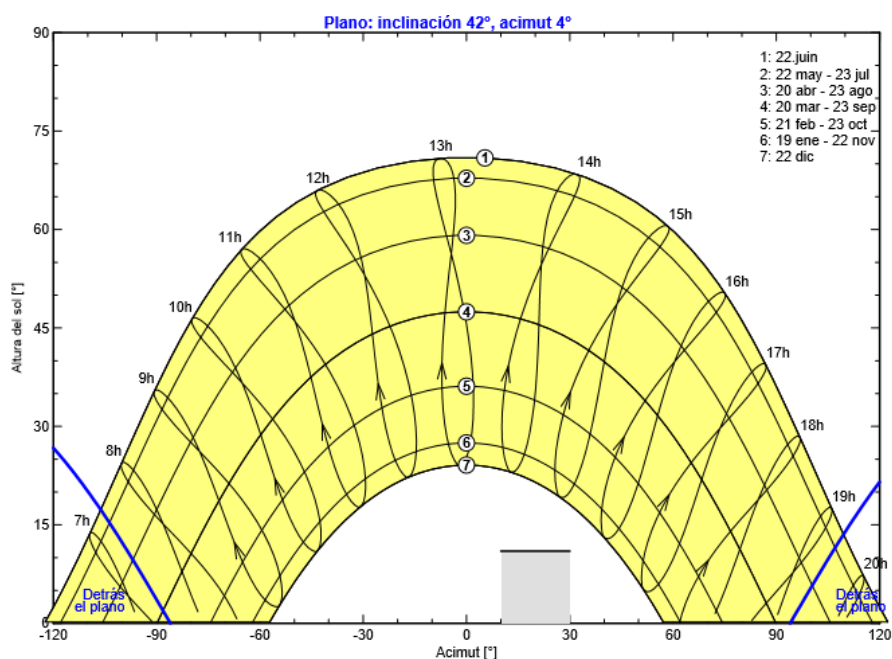


Ilustración 64: Perfil de sombras del edificio plurifamiliar [Pvsyst]

Realizando el diagrama de sombras se ha comprobado que estos no producirán ninguna sombra en la instalación.

Por otra parte, la cubierta cuenta con algunas chimeneas y salidas de humos que podrían generar sombras, aunque, por suerte se encuentran en la parte superior y por lo tanto se puede colocar el campo solar en la parte inferior sin que estos elementos interfieran en el rendimiento de la instalación.

9.1.1.4 Circuito primario

Para evitar que se produzcan pérdidas de carga de forma irregular, la longitud de tubería debe ser igual independientemente del camino que siga el fluido caloportador. Por ello se realiza el retorno invertido. Esto consiste en que se dispone el circuito de tal manera que el fluido caloportador entra a la batería más alejada primero, consiguiendo así equilibrar las pérdidas de carga.

El caudal que va a circular por el mismo corresponde al caudal de cada captador por el número de captadores:

$$Q \left(\frac{l}{h} \right) = Q_u \left(\frac{l}{h \cdot m^2} \right) \cdot S = 56 \cdot 2,64 \cdot 14 = 2070 \frac{l}{h} = 0,575 \frac{l}{s}$$

Con ese caudal se ha seleccionado una tubería para el circuito primario de diámetro 23 mm.

En cuanto al porcentaje de anticongelante del circuito primario, se ha tomado la temperatura mínima histórica de Logroño; que es de -11,6 °C (1962) [AEMET] y tomando como anticongelante el propilen glicol se ha interpolado en la siguiente tabla, obtenido que es necesario que el fluido caloportador cuente con un 26 % de concentración.

Temperatura de congelación (°C)	0	-3	-7	-15	-24
% de anticongelante	0	10	20	30	40

Ilustración 65: Tabla de concentración de anticongelante en función de la temperatura mínima histórica [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

Obteniendo el volumen total de fluido caloportador y multiplicándolo por el porcentaje necesario de anticongelante, se obtiene el volumen de anticongelante:

$$V_{anticongelante} = (L_{circuito} \cdot S_{tubería} + V_{captadores}) \cdot \%_{anticongelante}$$

$$V_{anticongelante} = \left(47 \cdot \frac{\pi \cdot 0,023^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 14 \right) \cdot 0,26 = 11,04 l$$

9.1.1.5 Sistema de acumulación

Con el objetivo de poder almacenar todo el ACS demandado por el edificio en un día, se ha tomado un volumen de acumulación de 3000 litros.

El acumulador se ha colocado en la zona común del último piso correspondiente al segundo portal por ser esta la zona más próxima al campo solar.

9.1.1.6 Intercambiador de calor externo

Debido a que la instalación cuenta con una potencia y un tamaño considerables, resulta recomendable la utilización de un intercambiador de calor externo en lugar de un depósito interacumulador. Se ha seleccionado un intercambiador de placas adecuado al caudal del circuito primario.

9.1.1.7 Vaso de expansión

Para controlar las presiones excesivas y las variaciones de estado del fluido caloportador es necesario instalar un vaso de expansión. En el cálculo del vaso de expansión se han seguido las recomendaciones de la guía ASIT. La fórmula empleada es la siguiente:

$$VE_{NOM} = VE_{UTI} + VE_{GAS} = VE_{UTI} \cdot CP = (V_{RES} + VE_{DIL} + VE_{VAP}) \cdot CP$$

Donde:

- V_{RES} → Volumen de reserva (no será inferior a 3 litros)
- VE_{DIL} → Volumen de dilatación
- VE_{VAP} → Volumen de vapor
- CP → Coeficiente de presión del vapor
- CET → Coeficiente de dilatación del fluido

Para el cálculo de los coeficientes CP y CET se ha empleado la norma UNE 100155:

$$CET = (-33,48 + 0,738 \cdot t) \cdot 10^{-3} = (-33,48 + 0,738 \cdot 130) \cdot 10^{-3} = 0,0625$$

$$CP = \frac{P_M}{P_M - P_m} = \frac{5,5}{5,5 - 1,5} = 1,375 \rightarrow 2$$

Donde:

- P_M → Presión máxima en el vaso
- P_m → Presión mínima en el vaso

$$VE_{RES} = 0,03 \cdot VC_{total} = 0,03 \cdot \left(47 \cdot \frac{\pi \cdot 0,023^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 14 \right) = 1,275 \text{ l} \rightarrow 3 \text{ l}$$

$$VE_{DIL} = CET \cdot VC_{total} = 0,0625 \cdot \left(47 \cdot \frac{\pi \cdot 0,023^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 14 \right) = 2,66 \text{ l}$$

$$VE_{VAP} = V_{retorno} + V_{captadores} = 22,7 \cdot \frac{\pi \cdot 0,023^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 14 = 32,39 \text{ l}$$

Finalmente se obtiene que el vaso de expansión debe tener un volumen nominal de al menos:

$$VE_{NOM} = (3 + 2,66 + 32,39) \cdot 2 = 76,08 \text{ l}$$

9.1.1.8 Circuito de distribución

Para dimensionar las tuberías del circuito de distribución se ha calculado la demanda total instantánea sumando la de todos los puntos de consumo del edificio y se han dividido en dos grupos separados de acuerdo al portal en el que se encuentran.

	I/s ACS	Vivienda A	Vivienda B	Vivienda C	Vivienda D	Vivienda E	Vivienda F	Vivienda F'
Lavamanos	0,03							
Lavabo	0,065	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,195	0,195
Bidé	0,065		0,065	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Ducha	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		0,1	0,1
Bañera	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,3	0,15	0,3
Lavadora	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Lavabajillas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Fregadero	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,73	0,795	0,86	0,86	0,91	0,925	1,075
Nº		5	5	5	5	5	2	3
		3,65	3,975	4,3	4,3	4,55	1,85	3,225

Tabla 6: Cálculo desglosado de la demanda instantánea de ACS del edificio

Siendo el portal 1 el correspondiente a las viviendas A, B, C y D (16,225 litros) y el portal dos el de las viviendas E, F y F' (9,625 litros).

Con estos dos caudales, se ha aplicado un coeficiente de simultaneidad de acuerdo a la norma UNE-EN 149.201/07:

$$Q_{c1} = 0,682 \cdot (Q_{t1})^{0,45} - 0,14 = 0,682 \cdot (16,225)^{0,45} - 0,14 = 2,25 \text{ l/s}$$

$$Q_{c2} = 0,682 \cdot (Q_{t2})^{0,45} - 0,14 = 0,682 \cdot (9,625)^{0,45} - 0,14 = 1,75 \text{ l/s}$$

De esta manera se ha obtenido que los caudales de diseño para el circuito de distribución son de 2,25 l/s y 1,75 l/s. La velocidad dentro de la tubería debe ser de aproximadamente 1 m/s por lo que son necesarias tuberías de 48 y 42 mm respectivamente.

Caudal ACS (l/s)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)
2,25	48	1,24
1,75	42	1,26

Tabla 7: Dimensionado del diámetro de las tuberías en función del caudal y la velocidad

La distribución del ACS se realiza mediante dos bajantes. La primera desciende directamente desde el depósito acumulador hacia las viviendas del primer portal. La otra atraviesa el edificio hasta el segundo portal y desde ahí se distribuye por medio de otra bajante.

Desde las bajantes se realizan las conexiones pertinentes para distribuir el ACS al circuito de consumo ya existente de cada vivienda y que por lo tanto no se ha calculado.

9.1.1.9 Circuito de recirculación

Para mantener una temperatura homogénea y adecuada en el suministro de ACS y cumplir con la normativa, que exige un circuito de retorno si existe una distancia superior a 15 metros entre los puntos de generación y consumo (CTE DB HS4), se ha añadido a la instalación un circuito de recirculación que compensa las pérdidas que sufre el agua calentada cuando se encuentra en las tuberías.

Para determinar el caudal de recirculación se considera que recircula al menos el mínimo exigido por el CTE DB HS4, que corresponde a un 10 % del caudal de distribución. Por lo tanto recirculará en el primer ramal 0,225 l/s (810 l/h) y en el segundo ramal 0,175 l/s (630 l/h). Según la tabla

4.4 “Relación entre diámetro de tubería y caudal recirculado de ACS” se obtiene que los diámetros de las tuberías de recirculación son de 1 ¼ pulgadas (32 mm).

Diámetro nominal de la tubería	Caudal recirculado (l/h)
½	140
¾	300
1	600
1 ¼	1.100
1 ½	1.800
2	3.300

Ilustración 66: Relación entre diámetro de tubería y caudal recirculado de ACS [CTE-DB-HS4: Suministro de agua]

9.1.1.10 Aislante

El espesor del aislante se ha seleccionado en función del diámetro de la tubería y de la temperatura del fluido caloportador de acuerdo a lo indicado en Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE):

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Ilustración 67: Tabla 1.2.4.2.1: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el interior de edificios [RITE]

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60

Ilustración 68: Tabla 1.2.4.2.2: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el exterior de edificios [RITE]

Adicionalmente, las redes de tuberías que tengan un funcionamiento continuo deben aumentar su espesor en 5 mm. De esta manera, las tuberías exteriores contarán con un espesor de aislante de 40 mm, las tuberías de distribución de 35 mm y las tuberías de recirculación de 30 mm.

9.1.1.11 Sistema de apoyo

Como sistema de apoyo se ha tomado el equipo que por defecto se emplea como referencia en la certificación de edificios y que corresponde a una caldera convencional de gas natural con un rendimiento estacionario del 92 % y con la potencia suficiente para abastecer la demanda de ACS del edificio aun cuando la instalación no se encuentre operativa.

La conexión de este al circuito de distribución se ha hecho a través de un depósito interacumulador para garantizar la disponibilidad de ACS a la temperatura adecuada y para evitar el funcionamiento intermitente de la caldera.

9.1.1.12 Bombas

Las bombas han sido seleccionadas de acuerdo al caudal y a la presión que deben suministrar para cumplir su función. Para esta instalación son necesarias las siguientes:

- Bomba del circuito primario
- Bomba del circuito secundario
- Bomba de la caldera centralizada
- Bomba de recirculación

9.1.1.13 Válvulas, grupo hidráulico, contadores y otros accesorios

Para el correcto funcionamiento de la instalación son necesarios diferentes tipos de válvulas:

- Válvulas de seguridad para prevenir sobrepresiones.
- Válvulas de aislamiento para abrir y cerrar determinados tramos.
- Válvulas antirretorno para evitar que se produzca un flujo inverso en el circuito primario.
- Purgadores para prevenir la acumulación de aire en el circuito.

Para el control de la temperatura y la presión del circuito y con el objetivo de controlar y regular la instalación, se ha instalado un grupo hidráulico de control diferencial.

Así mismo se han incluido en la instalación los elementos necesarios para su control como sería el caso de los contadores y otro tipo de accesorios.

9.1.2 Instalación con apoyo distribuido

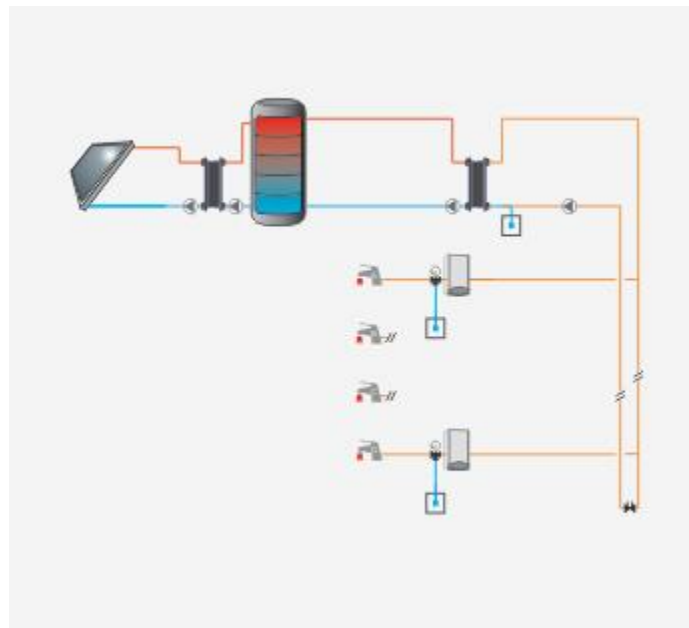


Ilustración 69: Esquema de la instalación con apoyo distribuido [CHEQ4]

9.1.2.1 Intercambiador de calor externo

En esta instalación, al igual que en todas las demás, se mantiene el intercambiador del circuito primario. Adicionalmente, se instala un intercambiador que se encarga de realizar la transmisión de energía entre el circuito terciario y el circuito de distribución. La potencia de este se ha dimensionado de acuerdo a la siguiente expresión (Guía ASIT):

$$POT_{IC} = Q_{ACS}(45) \cdot \rho \cdot C_p \cdot (45 - 15)$$

Donde:

- $Q_{ACS}(45)$ → Caudal de agua a 45 °C
- ρ → Densidad del agua
- C_p → Calor específico del agua

Al tratarse de un intercambiador de consumo centralizado se aplica un coeficiente de simultaneidad al caudal de 0,7:

$$Q_{ACS}(45) = 0,7 \cdot Q_{MAX}$$

Lo que ha dado como resultado:

Caudal a 45°C (l/h)	Caudal simultáneo a 45°C (l/h)	Potencia del intercambiador (kW)
8100	5670	197,8
6300	4410	153,8

Tabla 8: Potencia necesaria del intercambiador de consumo centralizado

9.1.2.2 Circuito de recirculación

Al encontrarse el sistema de apoyo en la propia vivienda, no es necesario instalar el circuito de recirculación.

9.1.2.3 Sistema de apoyo

En este tipo de instalación el sistema de apoyo, al igual que en el caso anterior, es una caldera convencional de gas natural con un rendimiento estacionario del 92%. Sin embargo, en vez de instalar una caldera centralizada para todo el edificio, se ha instalado una caldera individual en cada vivienda.

9.1.2.4 Bombas

Las bombas han sido seleccionadas de acuerdo al caudal y a la presión que deben suministrar para cumplir su función. Para esta instalación son necesarias las siguientes:

- Bomba del circuito primario
- Bomba del circuito secundario
- Bomba del circuito terciario
- Bomba de la caldera individual

9.1.3 Instalación con intercambio distribuido

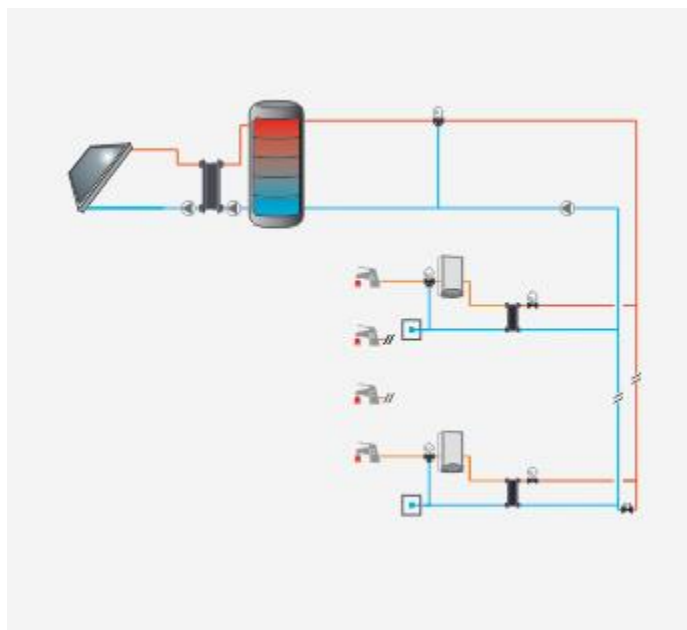


Ilustración 70: Esquema de la instalación con intercambio distribuido [CHEQ4]

9.1.3.1 Intercambiador de calor externo

En esta instalación, al igual que en todas las demás, se mantiene el intercambiador del circuito primario. Adicionalmente, se instala un intercambiador individual para cada vivienda que realiza la transmisión de calor entre el circuito de distribución y el circuito de consumo que se ha dimensionado de la misma manera que el intercambiador de consumo centralizado:

$$POT_{IC} = Q_{ACS}(45) \cdot \rho \cdot C_p \cdot (45 - 15)$$

El caudal de ACS a 45 °C para cada tipo de vivienda se ha obtenido de la siguiente tabla:

Consumo nominal por vivienda	[l/min]	[l/h]
1 dormitorio	10	600
2 dormitorios	11	660
3 dormitorios	12	720
4 dormitorios	13	780
5 dormitorios	14	840
6 dormitorios	15	900

Ilustración 71: Tabla de consumo nominal por vivienda de ACS a 45 °C [GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA]

Lo que ha dado como resultado:

Tipo	Dormitorios	Caudal a 45°C (l/h)	Potencia del intercambiador (kW)
A	2	660	23,0
B	3	720	25,1
C	4	780	27,2

Tabla 9: Potencia necesaria del intercambiador individual

9.1.3.2 Circuito de recirculación

Como tanto el sistema de apoyo como el intercambiador se encuentran en la propia vivienda, no es necesario instalar el circuito de recirculación.

9.1.3.3 Sistema de apoyo

En este tipo de instalación se mantiene la caldera individual empleada en la instalación de apoyo distribuido.

9.1.3.4 Bombas

Las bombas han sido seleccionadas de acuerdo al caudal y a la presión que deben suministrar para cumplir su función. Para esta instalación son necesarias las siguientes:

- Bomba del circuito primario
- Bomba del circuito secundario
- Bomba del circuito de distribución
- Bomba de la caldera individual

9.1.4 Instalación con acumulación distribuida

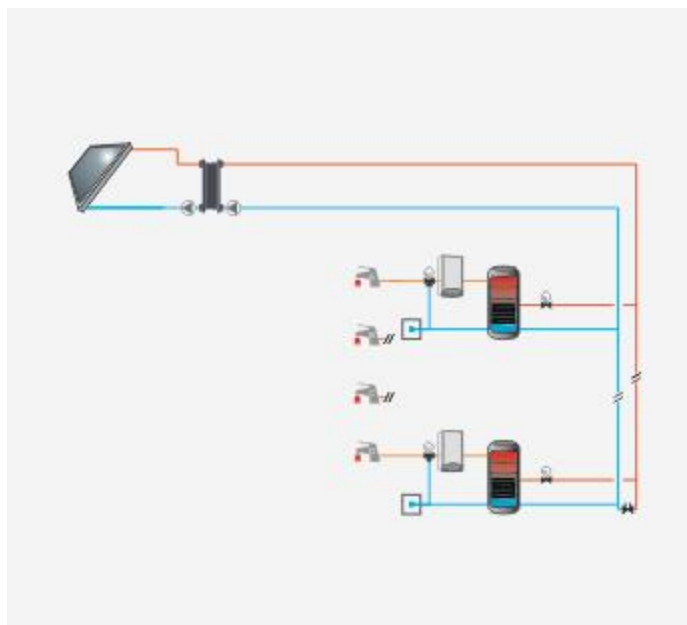


Ilustración 72: Esquema de la instalación con acumulación distribuida [CHEQ4]

9.1.4.1 Sistema de acumulación

En esta instalación se sustituye el acumulador centralizado por interacumuladores individuales para cada vivienda. Para satisfacer las necesidades de acumulación de cada tipo de vivienda, su volumen se ha dimensionado de acuerdo a la demanda diaria del recurso. Sabiendo que la demanda diaria por ocupante de ACS a 60 °C es de 28 litros y calculando el número de ocupantes en función del número de habitaciones de cada vivienda (Tabla 4.2. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado) se obtiene:

Tipo	Ocupantes	Demanda (l/día)	Volumen de acumulación (l)
A	3	84	85
B	4	112	115
C	5	140	140

Tabla 10: Dimensionado de la acumulación individual

9.1.4.2 Circuito de recirculación

Como tanto el sistema de apoyo como la acumulación se encuentran en la propia vivienda, no es necesario instalar el circuito de recirculación.

9.1.4.3 Sistema de apoyo

En este tipo de instalación se mantiene la caldera individual empleada en la instalación de apoyo distribuido.

9.1.4.4 Bombas

Las bombas han sido seleccionadas de acuerdo al caudal y a la presión que deben suministrar para cumplir su función. Para esta instalación son necesarias las siguientes:

- Bomba del circuito primario
- Bomba del circuito secundario
- Bomba de la caldera individual

9.1.5 Instalaciones con captadores de tubos de vacío

Una vez realizados los cuatro casos que utilizan captadores planos, se han diseñado las cuatro instalaciones que utilizan tubos de vacío. Estas serán idénticas a las anteriores con esta salvedad y por lo tanto se aplican los mismos criterios de diseño a excepción de lo que se especifica a continuación.

9.1.5.1 Diseño del campo solar

Para estas instalaciones el captador elegido ha sido el ESCOSOL AKU 20 (Salvador Escoda) debido a que con unos costes similares a otros paneles cuenta con un rendimiento superior. Su rendimiento óptico es del 73,4 % y sus pérdidas del $3,35 \text{ W/m}^2 \text{ K}^2$.

De la misma manera que en la instalación con captadores planos, se han colocado los de tubos de vacío en paralelo y se ha determinado que son necesarios 12 captadores para cubrir la contribución solar mínima. Se han distribuido en 2 baterías de 6 captadores cada una.

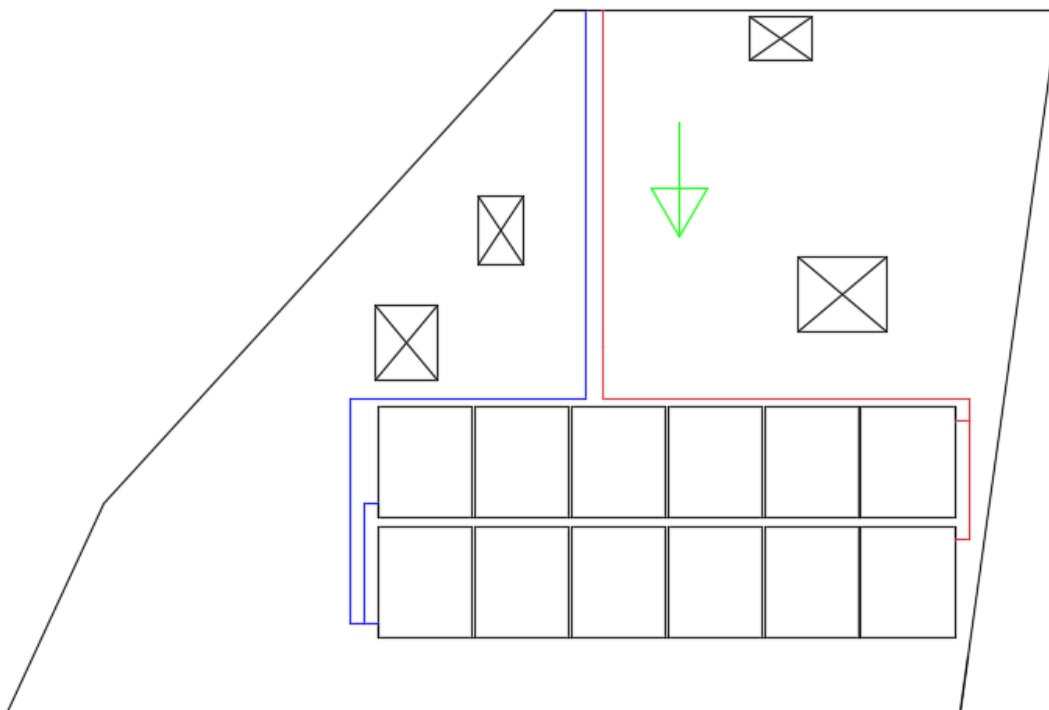


Ilustración 73: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]

Para el caso de la instalación con acumulación distribuida y debido que la producción de los 12 captadores no era suficiente para proporcionar la contribución solar mínima del 40 %, ha sido necesario añadir 2 captadores adicionales. Estos se han distribuido en 2 baterías de 7 captadores.

9.1.5.2 Circuito primario

Utilizando de nuevo el retorno invertido, se ha diseñado el trazado del circuito hidráulico. El caudal que va a circular por el mismo corresponde al caudal de cada captador por el número de captadores:

$$Q\left(\frac{l}{h}\right) = Q_u\left(\frac{l}{h \cdot m^2}\right) \cdot S = 90 \cdot 2,03 \cdot 12 = 2192 \frac{l}{h} = 0,609 \frac{l}{s}$$

Con ese caudal se ha seleccionado una tubería para el circuito primario de diámetro 24 mm.

El porcentaje de anticongelante en el fluido caloportador se mantiene, por lo que calculando el volumen total de fluido caloportador y multiplicándolo por dicho porcentaje, se obtiene el volumen de anticongelante necesario:

$$V_{anticongelante} = \left(48,5 \cdot \frac{\pi \cdot 0,024^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 12\right) \cdot 0,26 = 10,83 l$$

9.1.5.3 Vaso de expansión

Lo mismo sucede con el volumen del vaso de expansión, que se ha redimensionado para el volumen de fluido caloportador del nuevo circuito primario:

$$VE_{RES} = 0,03 \cdot VC_{total} = 0,03 \cdot \left(48,5 \cdot \frac{\pi \cdot 0,024^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 12\right) = 1,249 l \rightarrow 3 l$$

$$VE_{DIL} = CET \cdot VC_{total} = 0,0625 \cdot \left(47 \cdot \frac{\pi \cdot 0,024^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 12\right) = 2,60 l$$

$$VE_{VAP} = V_{retorno} + V_{captadores} = 23 \cdot \frac{\pi \cdot 0,024^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 12 = 30,08 l$$

Finalmente se obtiene que el vaso de expansión debe tener un volumen nominal de al menos:

$$VE_{NOM} = (3 + 2,60 + 30,08) \cdot 2 = 71,36 l$$

9.2 Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)

Al igual que se ha hecho con las instalaciones para el edificio plurifamiliar, se han planteado los diferentes casos para el edificio plurifamiliar a partir de un caso base. Se ha comenzado con la instalación con interacumulador y con captadores planos.

9.2.1 Instalación con interacumulador

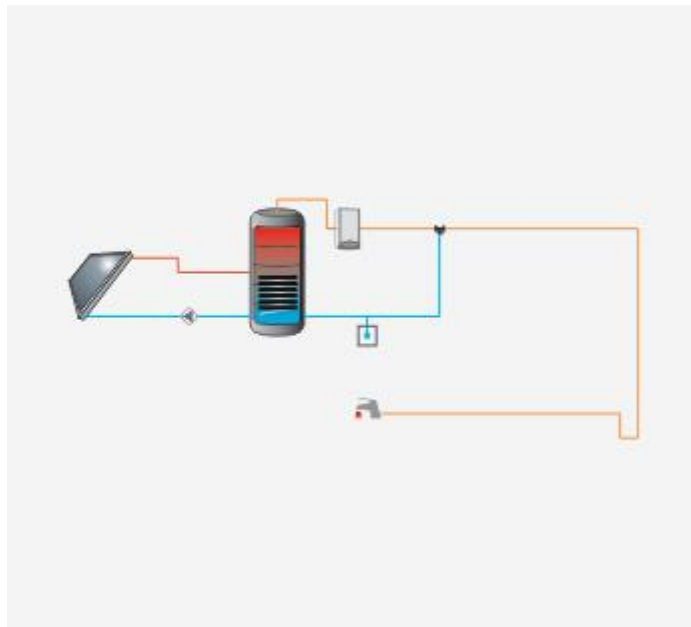


Ilustración 74: Esquema de la instalación con interacumulador [CHEQ4]

9.2.1.1 Demanda de ACS

Para poder dimensionar la instalación de producción de ACS es necesario conocer la demanda diaria del recurso. Para ello se ha procedido de la misma manera que en el edificio plurifamiliar:

Dormitorios	Ocupantes	Demanda (l/día)
3	4	112

Tabla 11: Demanda diaria de ACS en función de la ocupación

Teniendo una demanda de ACS menor de 5000 l/día y encontrándose la ciudad de Logroño en la zona solar III, la contribución solar mínima es del 40 %.

9.2.1.2 Diseño del campo solar

Para estas instalaciones, debido a que de nuevo no existen problemas de espacio, se ha utilizado el mismo captador que el empleado para el edificio plurifamiliar.

En esta ocasión la cubierta no se encuentra a una inclinación tan óptima (35º) aunque esto se ve compensado porque la orientación del edificio es más directa hacia el sur (azimut 1º).

Con estas condiciones, se ha determinado que tan sólo es necesario un captador ESCOSOL SOL 2800 XBA (Salvador Escoda) para cumplir con la contribución solar mínima.

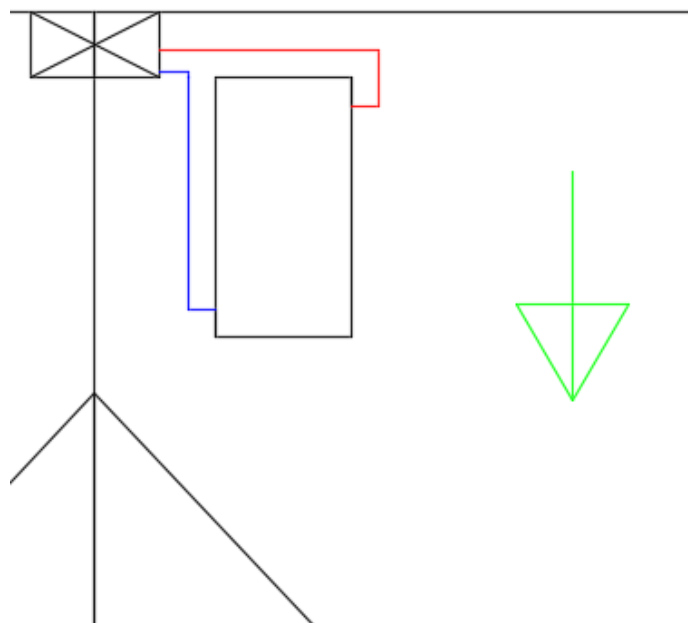


Ilustración 75: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]

9.2.1.3 Cálculo de sombras

El edificio seleccionado es de altura idéntica al que se encuentra en frente en dirección sur. Por lo tanto, la cubierta del edificio puede verse afectada por algunas sombras.

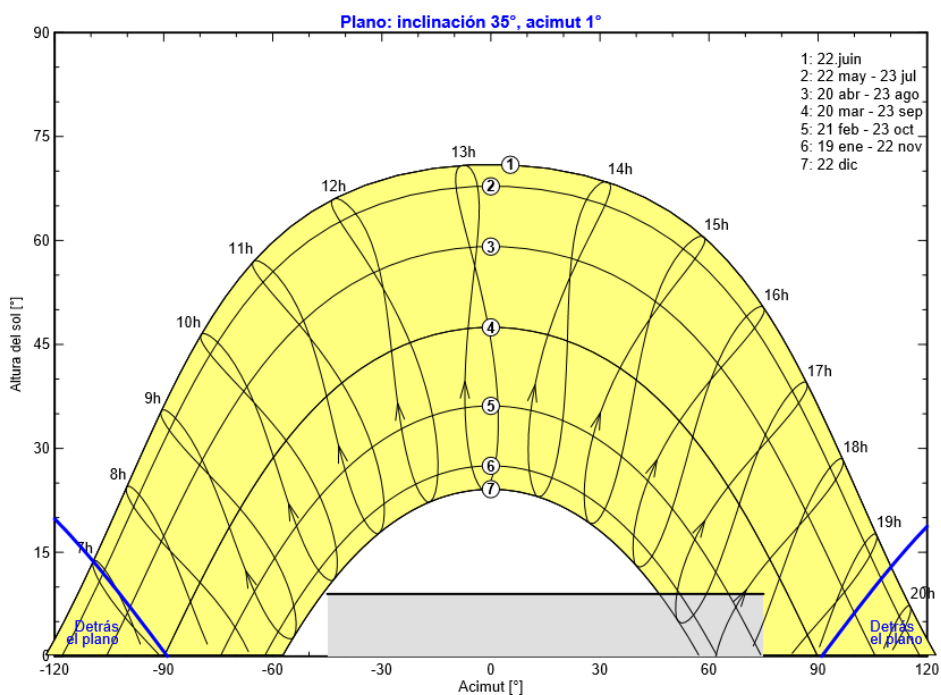


Ilustración 76: Perfil de sombras del edificio unifamiliar [Pvsyst]

Realizando el diagrama de sombras se observa que sí que se van a producir sombras debido a los edificios situados frente al edificio objeto de la instalación. A pesar de ello, las pérdidas son del 3,4 %, por lo que no perjudicarán excesivamente el rendimiento de la instalación.

9.2.1.4 Circuito primario

Una vez dimensionado el campo solar, se ha procedido a determinar el circuito primario. El caudal que va a circular por el mismo corresponde al caudal del captador:

$$Q\left(\frac{l}{h}\right) = Q_u\left(\frac{l}{h \cdot m^2}\right) \cdot S = 56 \cdot 2,64 \cdot 1 = 148 \frac{l}{h} = 0,041 \frac{l}{s}$$

Con ese caudal se ha seleccionado una tubería para el circuito primario de 12 mm de diámetro.

El porcentaje de anticongelante es el mismo que el calculado para las anteriores instalaciones, por lo que multiplicándolo por el volumen se obtiene:

$$V_{anticongelante} = \left(12 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 1\right) \cdot 0,26 = 0,78 l$$

9.2.1.5 Sistema de acumulación (interacumulador)

Con el objetivo de poder almacenar todo el ACS demandado por el edificio en un día, se ha tomado un depósito de interacumulador de 135 litros que también hará las funciones del intercambiador. Este se ha colocado en el trastero de la última planta del edificio.

9.2.1.6 Vaso de expansión

El vaso de expansión se ha dimensionado de la misma manera que en los casos anteriores:

$$VE_{RES} = 0,03 \cdot VC_{total} = 0,03 \cdot \left(12 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 1\right) = 0,09 l \rightarrow 3 l$$

$$VE_{DIL} = CET \cdot VC_{total} = 0,0625 \cdot \left(12 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 1\right) = 0,187 l$$

$$VE_{VAP} = V_{retorno} + V_{captadores} = 6,2 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 1 = 2,34 l$$

Finalmente se obtiene que el vaso de expansión debe tener un volumen nominal de al menos:

$$VE_{NOM} = (3 + 0,187 + 2,34) \cdot 2 = 11,06 l$$

9.2.1.7 Circuito de distribución

En estas instalaciones el circuito de distribución no existe debido a que el ACS pasa directamente del depósito interacumulador al circuito de consumo, circuito que ya existe en el edificio.

9.2.1.8 Aislante

El espesor de aislante se mantiene para las tuberías exteriores con un valor de 40 mm y pasa a ser de 30 mm en las tuberías interiores (Tabla 1.2.4.2.1: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el interior de edificios del RITE).

9.2.1.9 Sistema de apoyo

Como sistema de apoyo se ha tomado de nuevo un equipo por defecto de caldera convencional de gas natural con un rendimiento estacionario del 92 %.

9.2.1.10 Bombas

Para esta instalación solo es necesaria la bomba del circuito primario.

9.2.1.11 *Válvulas, grupo hidráulico, contadores y otros accesorios*

Para esta instalación se emplean el mismo tipo de elementos de valvulería y también se deben instalar elementos de control como el grupo hidráulico y los contadores.

9.2.2 Instalación con intercambiador externo

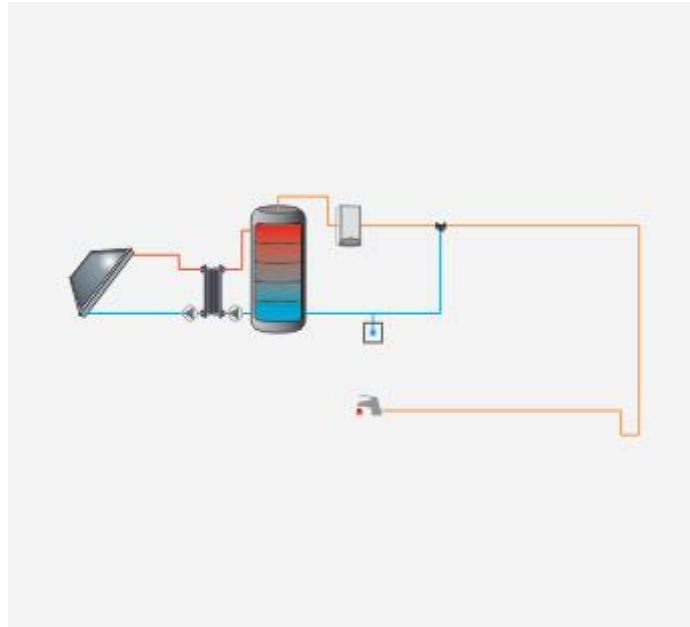


Ilustración 77: Esquema de la instalación con intercambiador externo [CHEQ4]

9.2.2.1 *Intercambiador de calor externo y depósito acumulador*

En esta instalación se sustituye el interacumulador por un intercambiador externo, de la potencia suficiente para realizar la transmisión de calor del circuito primario al secundario, y un depósito de acumulación de 135 litros. El intercambiador de calor tendrá la misma potencia que el de las viviendas tipo B del edificio plurifamiliar (por tener el mismo número de dormitorios y en consecuencia de ocupantes) con un valor de 25,1 kW.

9.2.2.2 *Bombas*

Junto a la bomba del circuito primario, es necesario otra para forzar el flujo en el circuito secundario.

9.2.3 Instalación con captadores de tubos de vacío

9.2.3.1 *Diseño del campo solar*

Para las instalaciones con tubos de vacío en este edificio, al igual que se ha hecho para las instalaciones con captador plano, el mismo que el seleccionado para el edificio plurifamiliar. Este es el captador ESCOSOL AKU 20 (Salvador Escoda). Con un único captador de este tipo es posible aportar la contribución solar requerida por el edificio.

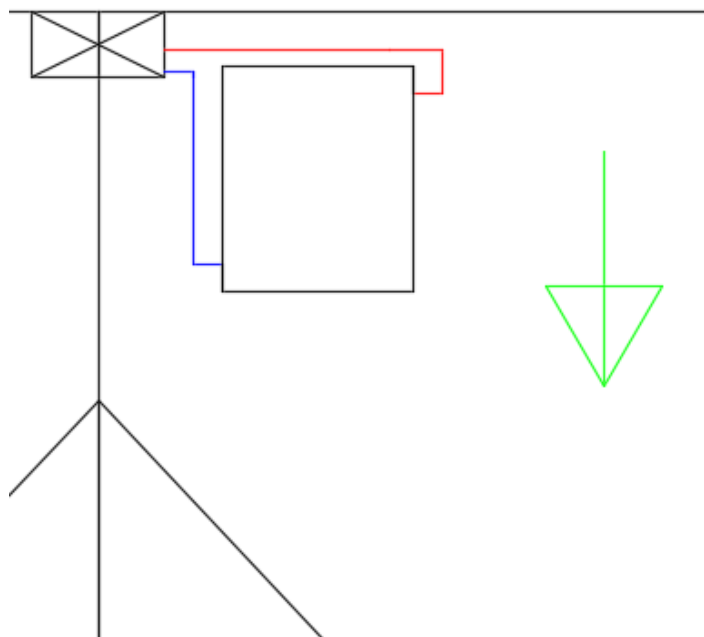


Ilustración 78: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]

9.2.4 Instalaciones con sistema prefabricado

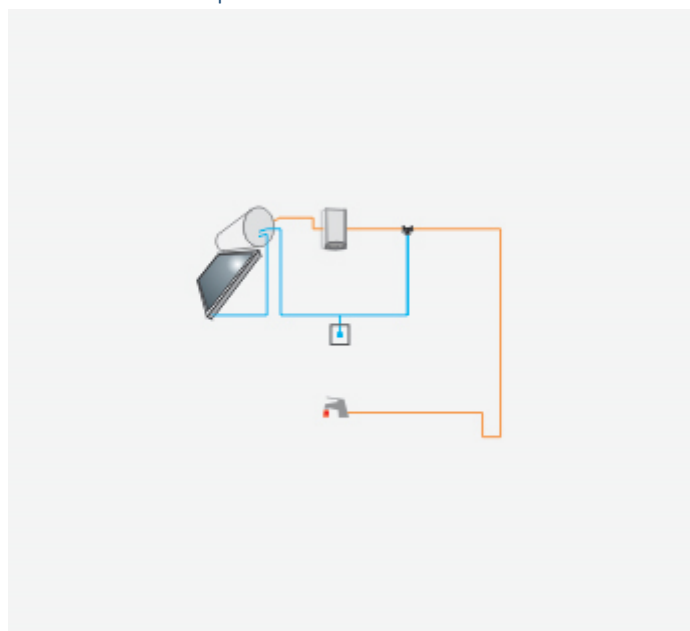


Ilustración 79: Esquema de la instalación con sistema prefabricado [CHEQ4]

Una opción bastante interesante para instalaciones de pequeño tamaño es la adquisición de un sistema prefabricado. Este sistema realiza las labores de captación, intercambio y acumulación de forma integrada en un único sistema. Además, gracias al efecto termosifón no es necesario incluir ninguna bomba en la instalación, lo que cuenta con la ventaja de que permite mantener el suministro de agua aun cuando se corte el suministro eléctrico.

Para este edificio se ha seleccionado el sistema prefabricado ESCOSOL STAR 150 2.0 (Salvador Escoda). Este consiste en un captador plano con un área de captación de 1,73 metros cuadrados y un depósito con un volumen de acumulación de 143 litros. También viene preparado con la

cantidad adecuada de líquido anticongelante y con los elementos necesarios para el control al sobrecalentamiento.

En el caso de sistemas prefabricados con tubos de vacíos, se ha escogido el FUJI-IP (Fujisol). Compuesto por un captador de tubos de vacío con un área de captación de 1,24 metros cuadrados y un volumen de acumulación de 150 litros.

9.3 Resultados obtenidos

9.3.1 Viabilidad técnica

9.3.1.1 Edificio plurifamiliar

Como se ha podido comprobar en el desarrollo de los diferentes casos, todas las instalaciones son técnicamente viables. La disponibilidad de espacio no es un problema ya que existen superficies suficientes tanto en la zona común como en el interior de las viviendas para realizar las instalaciones.

Tipo de captador	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación
Placa Plana	Todo centralizado	SI	1
	Apoyo distribuido	SI	2
	Intercambio distribuido	SI	3
	Acumulación distribuida	SI	4
Tubos de Vacío	Todo centralizado	SI	5
	Apoyo distribuido	SI	6
	Intercambio distribuido	SI	7
	Acumulación distribuida	SI*	8

Tabla 12: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (1)

*Es necesario añadir dos captadores más que en el resto de instalaciones.

9.3.1.2 Edificio unifamiliar

En este caso, las instalaciones con sistema prefabricado pueden no ser viables debido a que no trabajan a temperaturas inferiores a 0 °C. Por ello, son más apropiados para climas más suaves y podrían tener problemas para funcionar en un clima como el de Logroño.

Tipo de captador	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación
Placa Plana	Con interacumulador	SI	9
	Con intercambiador externo	SI	10
	Sistema prefabricado	NO A $T^a < 0$	11
Tubos de Vacío	Con interacumulador	SI	12
	Con intercambiador externo	SI	12
	Sistema prefabricado	NO A $T^a < 0$	14

Tabla 13: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (1)

9.3.2 Viabilidad ambiental

Los resultados en el aspecto ambiental se muestran separando por una parte las emisiones y el consumo de energía final (CEF) del sistema auxiliar y por la otra mostrando la reducción de emisiones y el aporte energético generados por la instalación solar térmica. También se indica la contribución solar respecto al total de la demanda de ACS y el ahorro de combustible real obtenido al dividir el aporte por el rendimiento de la caldera (92%).

Desde el aspecto ambiental, todas las instalaciones cumplen con los requisitos de reducción de emisiones y ahorro de energía exigidos por el CTE-DB-HE4.

9.3.2.1 Edificio plurifamiliar

Se puede observar como las instalaciones con intercambio distribuido son las que mayor reducción de las emisiones y ahorro energético producen debido a la gran efectividad del

intercambio de energía generado por la implantación de los intercambiadores externos individuales. En el caso de la instalación de tubos de vacío con acumulación distribuida, la aportación que realizan los 12 captadores es insuficiente para cubrir la contribución solar mínima, lo que indica que su reducción de emisiones y ahorro energético en iguales condiciones con el resto de instalaciones es claramente inferior.

Nº	Sistema auxiliar		Sistema solar térmico			
	Emisiones (kgCO ₂)	CEF (kWh)	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Contribución (%)	Ahorro (kWh)
1	9668	38366	5215	24157	40	26258
2	7962	31596	5555	25733	47	27971
3	7509	29797	5918	27414	50	29798
4	8843	35092	4849	22465	41	24418
5	9588	38048	5279	24455	41	26582
6	8490	33690	5132	23776	43	25843
7	8280	32859	5300	24552	44	26687
8	8799	34916	4885	22629	41	24597

Tabla 14: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (1)

9.3.2.2 Edificio unifamiliar

Siguiendo con la tendencia, los sistemas que generan una mayor reducción de las emisiones y ahorro energético es el de la instalación con intercambiador externo frente a los de las instalaciones con interacumulador. Sin embargo, el caso que cuenta con la contribución solar más alta es el sistema prefabricado de tubos de vacío debido a que se trata de un sistema con unas prestaciones superiores a las del captador de tubos de vacío seleccionado.

Nº	Sistema auxiliar		Sistema solar térmico			
	Emisiones (kgCO ₂)	CEF (kWh)	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Contribución (%)	Ahorro (kWh)
9	353	1400	217	1004	43	1091,30
10	304	1207	256	1184	51	1286,96
11	357	1418	213	987	43	1072,83
12	284	1128	272	1258	54	1367,39
13	256	1017	294	1362	59	1480,43
14	233	924	313	1449	63	1575,00

Tabla 15: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar (1)

9.3.3 Viabilidad económica

En el aspecto económico existe diversidad de resultados según el tipo de instalación. A continuación se muestran la inversión de la instalación, junto con su ahorro y sus costes de mantenimiento anuales, el periodo de amortización de la inversión, un análisis del beneficio generado al final de su vida útil (payback) y el cálculo de su Tasa interna de rentabilidad (TIR).

9.3.3.1 Edificio plurifamiliar

En este caso, realizando un cálculo de payback simple se observa como todas las instalaciones, tanto de tubos de vacío como de captadores planos, son rentables y generarían beneficios a excepción de las instalaciones con acumulación distribuida. Se puede apreciar como a mayor grado de centralización, mejor es la perspectiva económica. Comparando las instalaciones de captadores planos con las de tubos de vacío, la inversión de las primeras es considerablemente menor y sus perspectivas económicas son más ventajosas.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
1	19239,88	1679,17	346,32	14,44	20.745,59 €	5,6%
2	22592,86	1788,72	406,67	16,35	18.868,47 €	4,5%
3	28715,18	1905,56	516,87	20,68	12.945,51 €	2,6%
4	32841,87	1561,56	591,15	33,84	-3.729,83 €	-0,8%
5	23494,59	1699,88	422,90	18,40	14.814,77 €	3,5%
6	26847,57	1652,68	483,26	22,96	8.235,25 €	1,8%
7	32969,89	1706,62	593,46	29,62	425,09 €	0,1%
8	39539,22	1572,95	711,71	45,91	-13.701,75 €	-2,6%

Tabla 16: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (1)

9.3.3.2 Edificio unifamiliar

A la vista de los resultados se pudo comprobar que existen malas perspectivas económicas para estas instalaciones. Esto se debe a que el tamaño de la instalación que exige el CTE-DB-HE4 es demasiado reducido y provoca que el ahorro anual sea insuficiente en comparación con la inversión realizada. Los sistemas prefabricados son los únicos con una viabilidad económica razonable, siendo el de tubos de vacío la única alternativa que produciría beneficios. Sin embargo, este sistema cuenta con el ya mencionado problema de funcionamiento a temperaturas bajo 0 °C que haría empeorar su rentabilidad económica.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
9	2806,81	69,79	61,75	349,16	-2.565,65 €	-11,7%
10	2929,83	82,30	64,46	164,19	-2.394,50 €	-8,7%
11	1529,73	68,61	33,65	43,77	-481,14 €	-2,3%
12	3281,51	87,44	72,19	215,17	-2.823,98 €	-9,8%
13	3404,53	94,67	74,90	172,17	-2.811,32 €	-8,9%
14	1396,63	100,72	30,73	19,95	703,22 €	2,9%

Tabla 17: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (1)

10 Instalaciones solares fotovoltaicas equivalentes a las exigencias del CTE-DB-HE4

De las instalaciones solares térmicas cumpliendo el CTE DB HE4 se ha obtenido que las emisiones reducidas por esas instalaciones son de aproximadamente de 5000 kg de CO_2 al año en el edificio plurifamiliar y de 200 kg de CO_2 al año en el edificio unifamiliar. Utilizando las tablas del IDAE “Factores de conversión energía final - energía primaria y factores de emisión de CO_2 ” se obtiene que las emisiones producidas por la generación de electricidad son de 0,331 kg de CO_2 por kWh. Utilizando este factor, se realiza la conversión del objetivo de reducción de emisiones a energía eléctrica, obteniendo que es necesario producir 15106 kWh en el edificio plurifamiliar y 604 kWh en el edificio unifamiliar.

Para el diseño de estas instalaciones se han elegido tres paneles fotovoltaicos distintos (uno para cada tipo de material) con las siguientes especificaciones:

Tipo	Potencia (W)	Eficiencia (%)
Monocristalino	260	16,47
Policristalino	260	15,46
Silicio amorfo	100	7,25

Tabla 18: Módulos fotovoltaicos seleccionados

10.1 Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)

10.1.1 Instalación con paneles de silicio monocristalino

10.1.1.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 7 cadenas de 7 módulos cada una, generando una potencia de 12,74 kW.

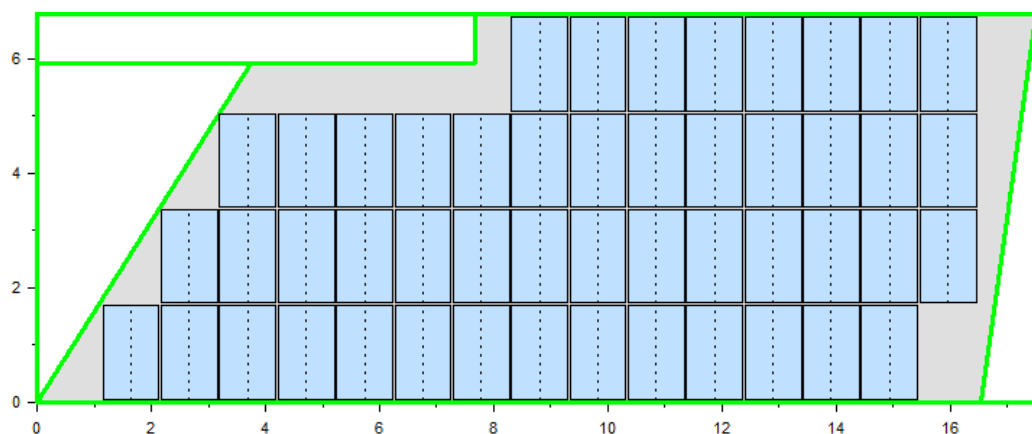


Ilustración 80: Layout del campo solar de módulos monocristalinos [Pvsyst]

10.1.1.2 Inversor

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 1,8 kW.

10.1.2 Instalación con paneles de silicio policristalino

10.1.2.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 5 cadenas de 9 módulos cada una, generando una potencia de 11,70 kW.

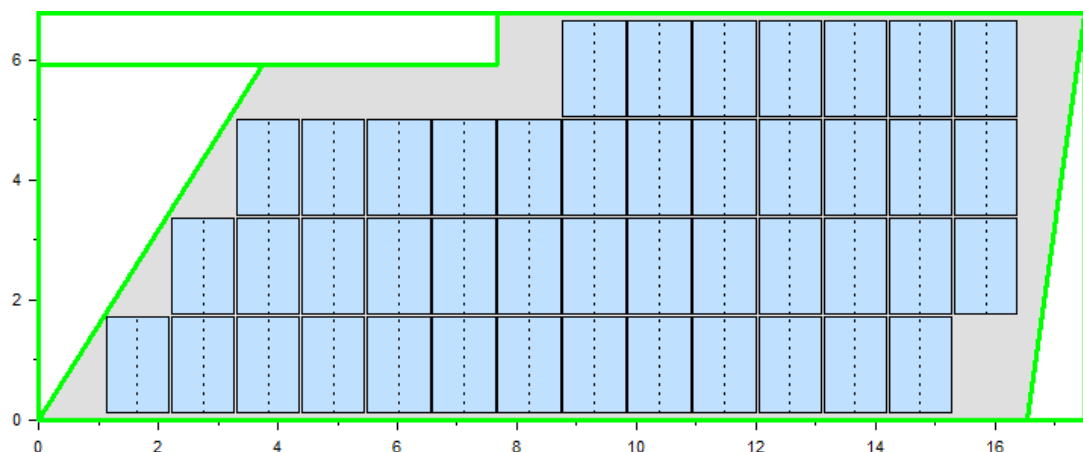


Ilustración 81: Layout del campo solar de módulos policristalinos [Pvsyst]

10.1.2.2 Inversor

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 2 kW.

10.1.3 Instalación con paneles de silicio amorfo

10.1.3.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 6 cadenas de 9 módulos cada una, generando una potencia de 5,56 kW.

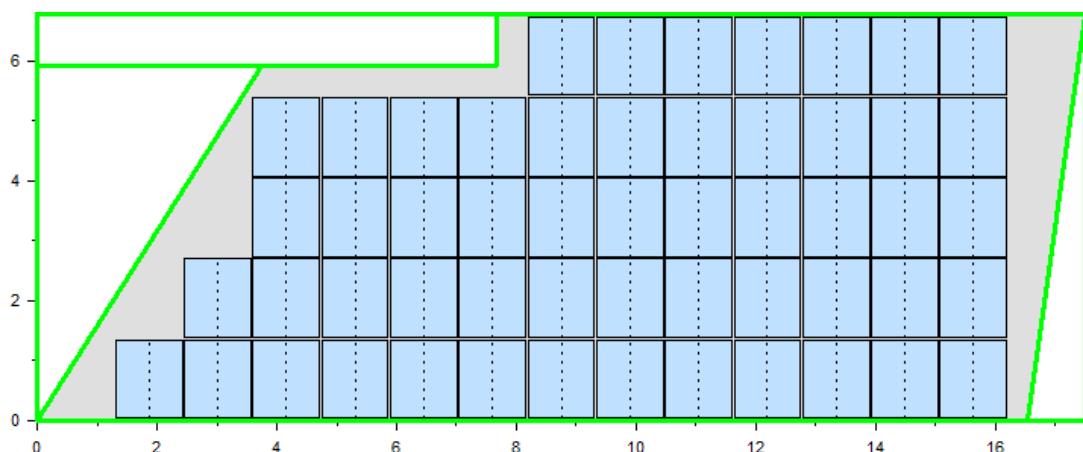


Ilustración 82: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo [Pvsyst]

10.1.3.2 Inversor

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 0,82 kW.

10.2 Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)

10.2.1 Instalación con paneles de silicio monocristalino

10.2.1.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 1 cadena de 2 módulos, generando una potencia de 0,52 kW.

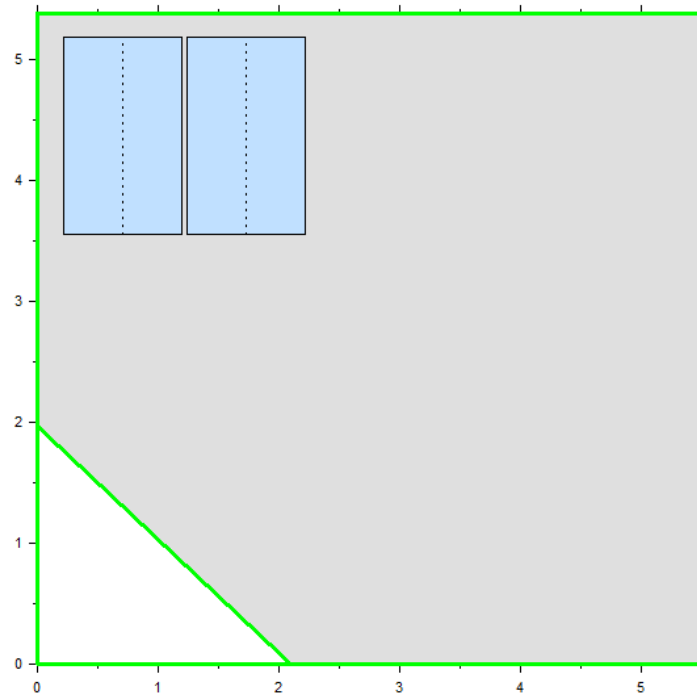


Ilustración 83: Layout del campo solar de módulos monocristalinos [Pvsyst]

10.2.1.2 Inversor

El inversor cuenta con una potencia de 0,5 kW.

10.2.2 Instalación con paneles de silicio policristalino

10.2.2.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 1 cadena de 2 módulos, generando una potencia de 0,52 kW.

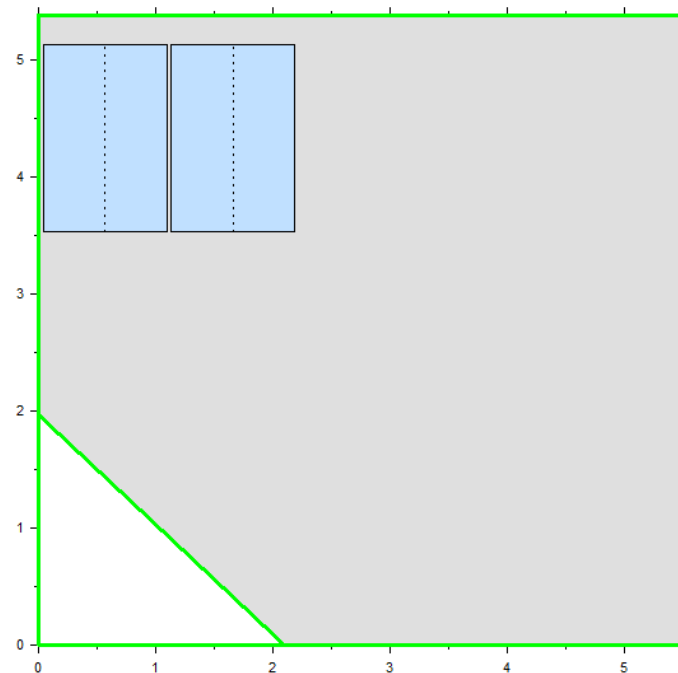


Ilustración 84: Layout del campo solar de módulos policristalinos [Pvsyst]

10.2.2.2 Inversor

El inversor cuenta con una potencia de 0,5 kW.

10.2.3 Instalación con paneles de silicio amorfo

10.2.3.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 5 cadenas de 1 módulo cada una, generando una potencia de 0,5 kW.

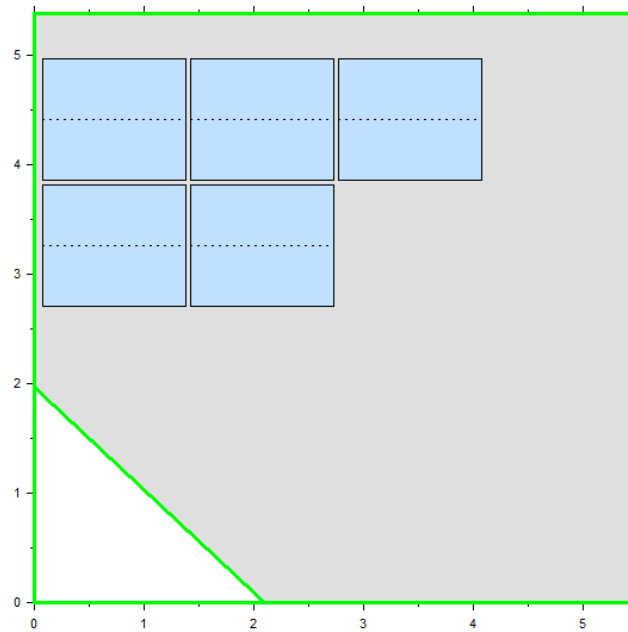


Ilustración 85: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo [Pvsyst]

10.2.3.2 Inversor

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 0,1 kW.

10.3 Resultados obtenidos

10.3.1 Viabilidad técnica

10.3.1.1 Edificio plurifamiliar

En el aspecto técnico, únicamente la instalación empleando paneles monocristalinos dispone de la superficie necesaria para generar la energía suficiente como para producir un ahorro igual al exigido por el CTE-DB-HE4. La instalación con paneles policristalinos se encuentra muy próxima pero no llega al mínimo exigido y la opción de paneles de silicio amorfo resulta completamente inviable debido a estos problemas de espacio.

Tipo de módulo	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación	Superficie (m ²)
Monocristalino	Conectada a la Red	SI	15	78,9
Policristalino	Conectada a la Red	Aporte insuficiente	16	75,9
Silicio amorfo	Conectada a la Red	Aporte insuficiente	17	78,3

Tabla 19: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (2)

10.3.1.2 Edificio unifamiliar

En este edificio no existe ningún problema en lo que respecta a limitación de superficie.

Tipo de módulo	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación	Superficie (m ²)
Monocristalino	Conectada a la Red	SI	18	3,2
Policristalino	Conectada a la Red	SI	19	3,4
Silicio amorfo	Conectada a la Red	SI	20	7,2

Tabla 20: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (2)

10.3.2 Viabilidad ambiental

En los casos de instalaciones solares fotovoltaicas, a diferencia de lo que ocurría en las instalaciones solares térmicas, el aporte es igual al ahorro debido a que la energía eléctrica no sufre transformación hasta que llega a los puntos de consumo.

10.3.2.1 Edificio plurifamiliar

Como ya se adelanta en la viabilidad técnica, el único tipo de panel capaz de generar la reducción de emisiones suficiente con el espacio disponible es el monocristalino, gracias a su mejor rendimiento.

Nº	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Ahorro (kWh)
15	5127	15489	15489
16	4825	14576	14576
17	2308	6973	6973

Tabla 21: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (2)

10.3.2.2 Edificio unifamiliar

Al no haber problemas de espacio, todos los tipos de instalaciones contribuyen del mismo modo en los aspectos de emisiones y energéticos.

Nº	Reducción (KgCO2)	Aporte (kWh)	Ahorro (kWh)
18	205	618	618
19	205	618	618
20	214	646	646

Tabla 22: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar (2)

10.3.3 Viabilidad económica

10.3.3.1 Edificio plurifamiliar

Económicamente hablando, todas las instalaciones son rentables, aunque existe una gran diferencia entre las de paneles cristalinos y la de silicio amorfo.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
15	26481,52	3347,27	369,70	8,89	62.845,61 €	10,7%
16	22846,59	3149,96	338,37	8,13	61.501,23 €	11,9%
17	22642,39	1506,91	314,78	18,99	13.121,30 €	3,2%

Tabla 23: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (2)

10.3.3.2 Edificio unifamiliar

Al igual que en el edificio plurifamiliar, las instalaciones son rentables en un tiempo razonable. Sin embargo este es un poco más prolongado que en el caso del edificio plurifamiliar debido al reducido tamaño de la instalación. Aún con ello, resultan considerablemente superiores a las instalaciones solares térmicas en este aspecto.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
18	1482,40	133,55	17,16	12,74	2.009,46 €	6,7%
19	1417,72	133,55	17,16	12,18	2.074,14 €	7,2%
20	2340,98	139,60	29,39	21,24	965,57 €	2,4%

Tabla 24: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (2)

11 Instalaciones solares térmicas aumentando la contribución

Una vez realizadas las instalaciones de acuerdo a las exigencias del CTE-DB-HE4 se han diseñado los mismos tipos de casos pero aumentando la contribución por medio de la instalación de una mayor superficie de captación. Con ello se pretende observar los efectos del aumento del tamaño de la instalación respecto a lo recomendado por el CTE-DB-HE4.

Un aumento de la producción de energía solar térmica permite utilizar los excedentes para otros fines distintos a la producción de ACS como serían la calefacción o la refrigeración del edificio.

Una opción muy recomendable sería la alimentación de instalaciones de calefacción de baja temperatura (suelo radiante). Este es un sistema que requiere de agua caliente a una temperatura similar a la del ACS y que le daría una utilidad a los excedentes de la instalación en los meses fríos del año. Este es un sistema que se ha popularizado debido a sus bajas pérdidas y a la buena sensación de confort térmico que produce debido a su distribución más homogénea del calor.

Para los meses de verano, se podría utilizar un sistema refrigeración de absorción para dar utilidad al calor sobrante. Los dispositivos de absorción emplean la energía térmica para absorber el calor de las zonas a climatizar, aunque requieren que la temperatura de entrada sea superior a la proporcionada por la instalación solar térmica; provocando que sea necesaria una caldera de apoyo (que ya existe en la instalación).

11.1.1 Sobrecalentamiento

Al aumentar considerablemente la contribución solar, aumenta también el riesgo de sufrir problemas de sobrecalentamiento. El sobrecalentamiento produce sobrepresiones en la instalación y puede arruinarla completamente. Para prevenir este efecto se pueden tomar varias medidas:

- Desviar los excedentes a otras aplicaciones (ya explicada).
- Instalar elementos de disipación, tanto activos como pasivos.
- Cubrir parte del campo solar en los meses más críticos.
- Vaciar parcialmente del campo de captadores.
- Instalar sistemas de vaciado y llenado del campo de captadores.

Todas estas medidas suponen un aumento del coste de la instalación en diferente grado. Desde el aspecto del aprovechamiento energético, la opción más recomendable sería la de desviar los excedentes a otras aplicaciones, ya que con cualquiera de las otras se desaprovecharía parte de la energía producida por la instalación. Sin embargo, esta sería la opción más cara desde el punto de vista de la inversión y en instalaciones de pequeño tamaño sería más recomendable emplear alguna de las otras opciones.

11.2 Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)

11.2.1 Instalaciones de captadores planos

11.2.1.1 *Diseño del campo solar*

Para esta instalación se ha empleado el mismo captadores que para las anteriores (ESCOSOL SOL 2800 XBA de Salvador Escoda) y se han colocado tratando de aprovechar al máximo la superficie de la cubierta sur. De esta manera, se han instalado 4 baterías de 5 captadores cada una, lo que hace un total de 20 captadores.

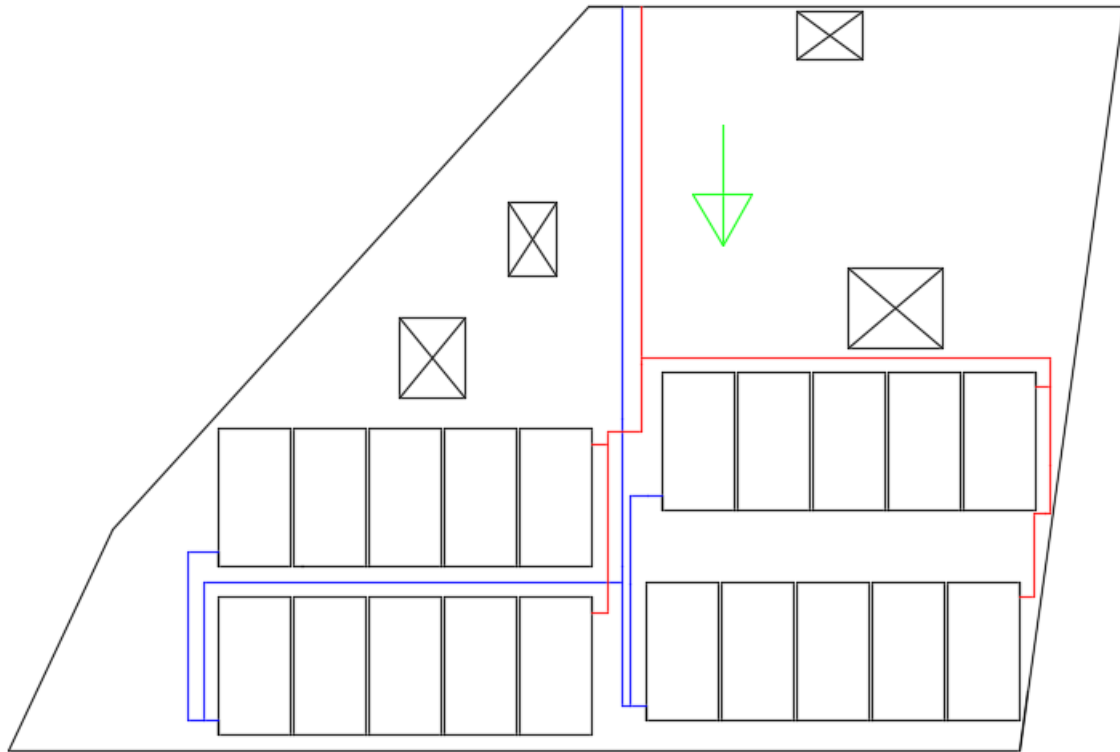


Ilustración 86: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]

11.2.1.2 Circuito primario

El caudal que va a circular por el mismo corresponde al caudal de cada captador por el número de captadores:

$$Q\left(\frac{l}{h}\right) = Q_u\left(\frac{l}{h \cdot m^2}\right) \cdot S = 56 \cdot 2,64 \cdot 20 = 2957 \frac{l}{h} = 0,821 \frac{l}{s}$$

Con ese caudal se ha seleccionado una tubería para el circuito primario de diámetro 28 mm.

Por lo tanto, el volumen de anticongelante resulta:

$$V_{anticongelante} = \left(64,8 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 20 \right) \cdot 0,26 = 18,91 l$$

11.2.1.3 Vaso de expansión

Utilizando el mismo procedimiento que en anteriores instalaciones para el cálculo del vaso de expansión se obtiene:

$$VE_{RES} = 0,03 \cdot VC_{total} = 0,03 \cdot \left(64,8 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 20 \right) = 2,18 l \rightarrow 3 l$$

$$VE_{DIL} = CET \cdot VC_{total} = 0,0625 \cdot \left(64,8 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 20 \right) = 4,54 l$$

$$VE_{VAP} = V_{retorno} + V_{captadores} = 30,8 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 20 = 51,77 l$$

Finalmente se obtiene que el vaso de expansión debe tener un volumen nominal de al menos:

$$VE_{NOM} = (3 + 4,54 + 51,77) \cdot 2 = 120,62 l$$

11.2.2 Instalaciones con captadores de tubos de vacío

11.2.2.1 Diseño del campo solar

Para estas instalaciones el captador elegido ha sido también el de los casos anteriores (ESCOSOL AKU 20 de Salvador Escoda). Tratando de aprovechar al máximo la cubierta se han colocado 2 baterías de 8 captadores cada una.

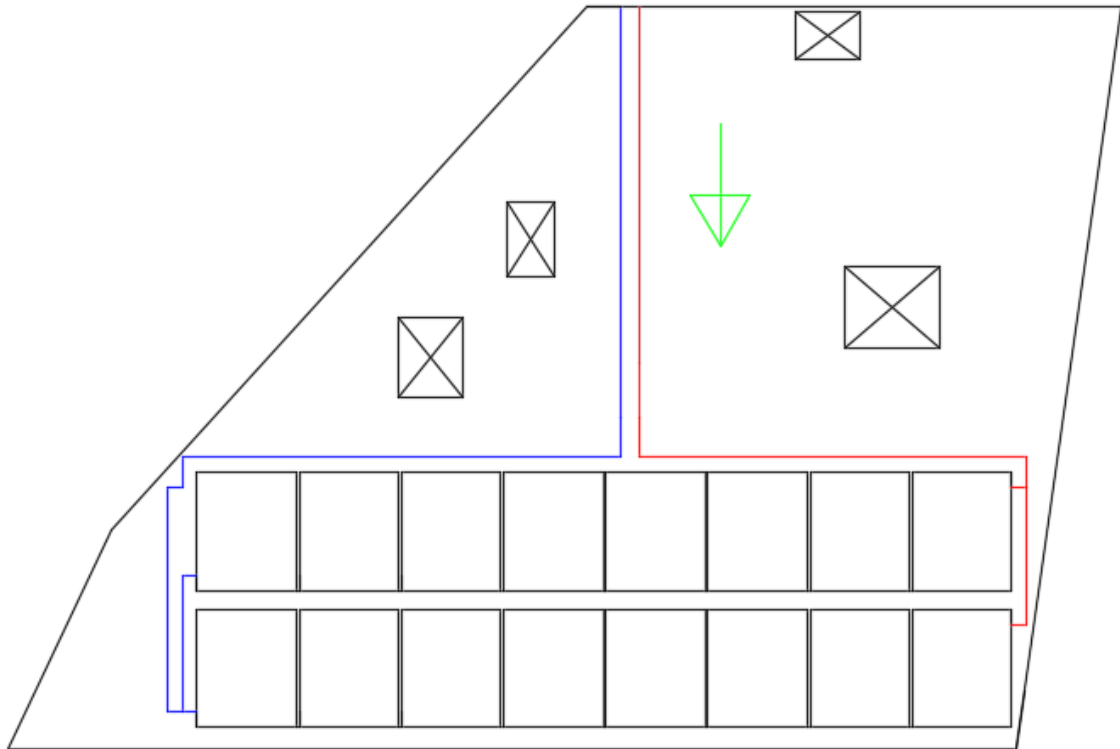


Ilustración 87: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]

11.2.2.2 Circuito primario

El caudal que va a circular por el mismo corresponde al caudal de cada captador por el número de captadores:

$$Q\left(\frac{l}{h}\right) = Q_u\left(\frac{l}{h \cdot m^2}\right) \cdot S = 90 \cdot 2,03 \cdot 16 = 2923 \frac{l}{h} = 0,812 \frac{l}{s}$$

Con ese caudal se ha seleccionado una tubería para el circuito primario de diámetro 28 mm.

Por lo tanto, el volumen de anticongelante resulta:

$$V_{anticongelante} = \left(52,9 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 16 \right) \cdot 0,26 = 15,29 l$$

11.2.2.3 Vaso de expansión

Lo mismo sucede con el volumen del vaso de expansión, que se ha redimensionado para el volumen de fluido caloportador del nuevo circuito primario:

$$VE_{RES} = 0,03 \cdot VC_{total} = 0,03 \cdot \left(52,9 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 16 \right) = 1,764 l \rightarrow 3 l$$

$$VE_{DIL} = CET \cdot VC_{total} = 0,0625 \cdot \left(52,9 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 16 \right) = 3,68 l$$

$$VE_{VAP} = V_{retorno} + V_{captadores} = 23,8 \cdot \frac{\pi \cdot 0,028^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 16 = 40,89 \text{ l}$$

Finalmente se obtiene que el vaso de expansión debe tener un volumen nominal de al menos:

$$VE_{NOM} = (3 + 3,68 + 40,89) \cdot 2 = 95,14 \text{ l}$$

11.3 Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)

11.3.1 Instalaciones de captadores planos

11.3.1.1 Diseño del campo solar

Se ha dimensionado el campo solar utilizando dos captadores ESCOSOL SOL 2800 XBA (Salvador Escoda) para tratar de aportar una mayor cantidad de energía y ver el efecto del aumento del tamaño de la instalación en los diferentes aspectos.

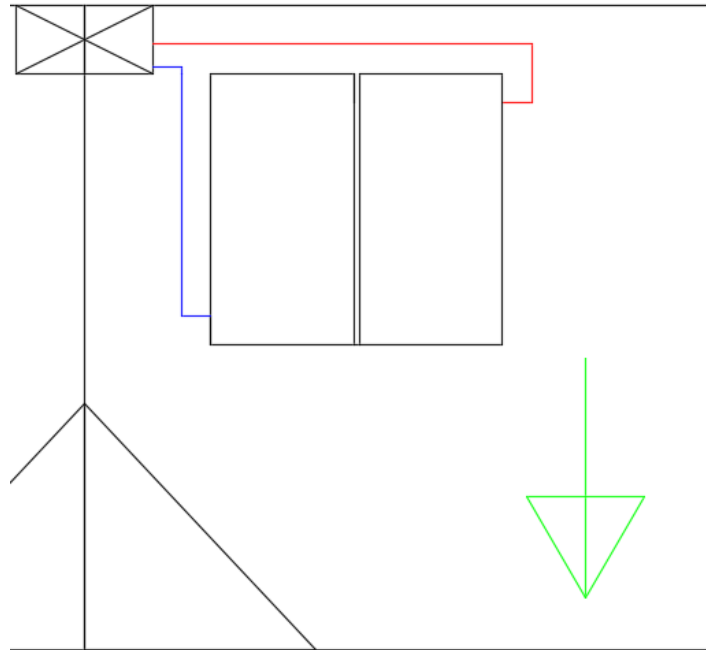


Ilustración 88: Layout del campo solar de captadores planos [AutoCAD]

11.3.1.2 Circuito primario

El caudal que va a circular por el circuito primario corresponde al caudal de los captadores:

$$Q \left(\frac{l}{h} \right) = Q_u \left(\frac{l}{h \cdot m^2} \right) \cdot S = 56 \cdot 2,64 \cdot 2 = 296 \frac{l}{h} = 0,082 \frac{l}{s}$$

Con ese caudal se ha seleccionado una tubería para el circuito primario de 12 mm de diámetro.

El porcentaje de anticongelante es el mismo que el calculado para las anteriores instalaciones, por lo que multiplicándolo por el volumen se obtiene:

$$V_{anticongelante} = \left(13 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 2 \right) \cdot 0,26 = 4,41 l$$

11.3.1.3 Sistema de acumulación

Para poder almacenar la energía proporcionada por los captadores solares y cumplir la exigencia de que el volumen de acumulación debe ser de al menos 50 litros por metro cuadrado de captación ($50 < V/A < 180$), se ha seleccionado un depósito interacumulador de 270 litros. Para el caso con intercambiador externo se toma un depósito del mismo volumen y un intercambiador externo de 25,1 kW.

11.3.1.4 Vaso de expansión

El vaso de expansión se ha dimensionado de la misma manera que en los casos anteriores:

$$VE_{RES} = 0,03 \cdot VC_{total} = 0,03 \cdot \left(12 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 2 \right) = 0,139 \text{ l} \rightarrow 3 \text{ l}$$

$$VE_{DIL} = CET \cdot VC_{total} = 0,0625 \cdot \left(12 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 2 \right) = 0,290 \text{ l}$$

$$VE_{VAP} = V_{retorno} + V_{captadores} = 7,2 \cdot \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} \cdot 1000 + 1,64 \cdot 2 = 4,09 \text{ l}$$

Finalmente se obtiene que el vaso de expansión debe tener un volumen nominal de al menos:

$$VE_{NOM} = (3 + 0,290 + 4,09) \cdot 2 = 14,76 \text{ l}$$

11.3.2 Instalación con captadores de tubos de vacío

11.3.2.1 Diseño del campo solar

Para las instalaciones con tubos de vacío se ha seguido un procedimiento análogo manteniendo el captador elegido (ESCOSOL SOL 2800 XBA de Salvador Escoda) pero aumentando a 2 la cantidad del mismo.

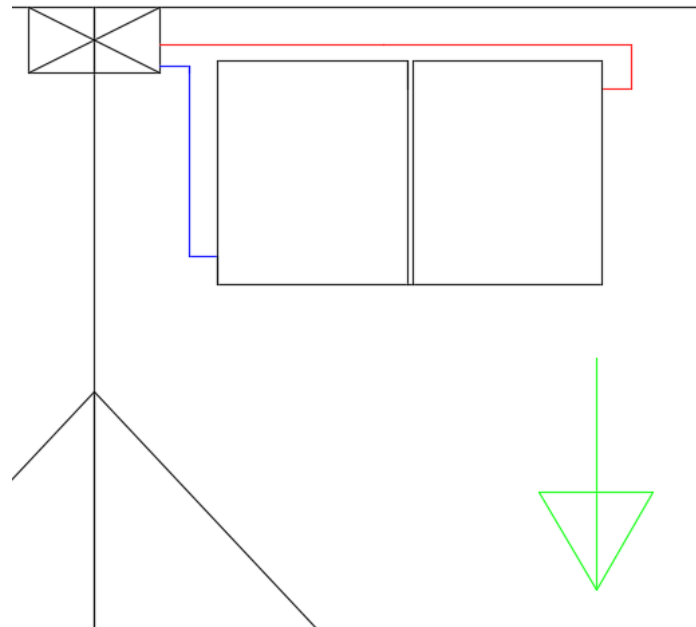


Ilustración 89: Layout del campo solar de captadores de tubos de vacío [AutoCAD]

11.3.3 Instalaciones con sistema prefabricado

Al tratarse de un sistema prefabricado, la duplicidad de este no produce ningún beneficio económico, por lo que se ha seleccionado un nuevo sistema de captación prefabricado de la misma gama pero con unas dimensiones mayores que permitan reducir su coste por metro cuadrado.

Los sistemas prefabricados seleccionados han sido el ESCOSOL STAR 300 2.0 (Salvador Escoda) como captador plano y el FUJI-IS (Fujisol) como captador de tubos de vacío. Estos cuentan con un área de captación y un volumen de acumulación de 3,46 m² y 291 litros y de 1,86 m² y 300 litros respectivamente.

11.4 Resultados obtenidos

11.4.1 Viabilidad técnica

11.4.1.1 Edificio plurifamiliar

Teniendo en consideración las medidas de prevención del sobrecalentamiento y dándole un uso a los excedentes de producción de la instalación, esta resulta viable técnicamente.

Tipo de captador	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación
Placa Plana	Todo centralizado	SI	21
	Apoyo distribuido	SI	22
	Intercambio distribuido	SI	23
	Acumulación distribuida	SI	24
Tubos de Vacío	Todo centralizado	SI	25
	Apoyo distribuido	SI	26
	Intercambio distribuido	SI	27
	Acumulación distribuida	SI	28

Tabla 25: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (3)

11.4.1.2 Edificio unifamiliar

Las instalaciones son viables con la excepción de lo ya comentado anteriormente sobre los sistemas prefabricados.

Tipo de captador	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación
Placa Plana	Con interacumulador	SI	29
	Con intercambiador externo	SI	30
	Sistema prefabricado	NO A $T^a < 0$	31
Tubos de Vacío	Con interacumulador	SI	32
	Con intercambiador externo	SI	33
	Sistema prefabricado	NO A $T^a < 0$	34

Tabla 26: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (3)

11.4.2 Viabilidad ambiental

11.4.2.1 Edificio plurifamiliar

Al realizar una instalación de mayores dimensiones, la reducción de emisiones es superior, lo que permite aprovechar mejor las posibilidades ambientales del edificio.

Nº	Sistema auxiliar		Sistema solar térmico			
	Emisiones (kgCO ₂)	CEF (kWh)	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Contribución (%)	Ahorro (kWh)
21	7826	31057	6689	30990	52	33685
22	6057	24036	7080	32798	59	35650
23	5367	21296	7632	35358	64	38433
24	7254	28785	6122	28360	51	30826
25	8060	31983	6502	30123	50	32742
26	6936	27522	6377	29540	53	32109
27	6682	26516	6579	30480	55	33130
28	8229	32653	5341	24744	45	26896

Tabla 27: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (3)

11.4.2.2 Edificio unifamiliar

Lo mismo sucede en esta instalación en la que los beneficios ambientales aumentan.

Nº	Sistema auxiliar		Sistema solar térmico			
	Emisiones (kgCO ₂)	CEF (kWh)	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Contribución (%)	Ahorro (kWh)
29	171	678	362	1678	73	1823,91
30	155	617	375	1735	75	1885,87
31	225	892	319	1478	64	1606,52
32	113	448	409	1894	82	2058,70
33	144	572	384	1778	77	1932,61
34	104	412	416	1927	83	2094,57

Tabla 28: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar (3)

11.4.3 Viabilidad económica

11.4.3.1 Edificio plurifamiliar

En el aspecto económico, al aumentar las dimensiones de la instalación, esta se vuelve más rentable económicamente pues existen muchos elementos de la misma que no necesitan ser incrementados respecto a las anteriores instalaciones.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
21	25035,89	2154,13	450,65	14,70	26.068,71 €	5,4%
22	28388,87	2279,81	511,00	16,05	24.675,38 €	4,6%
23	34511,19	2457,75	621,20	18,79	20.585,42 €	3,3%
24	38637,88	1971,32	695,48	30,28	-362,74 €	-0,1%
25	28519,76	2093,87	513,36	18,04	18.895,58 €	3,7%
26	31872,74	2053,34	573,71	21,54	12.516,25 €	2,3%
27	37995,06	2118,68	683,91	26,48	5.048,08 €	0,8%
28	42121,75	1719,97	758,19	43,80	-13.268,40 €	-2,3%

Tabla 29: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (3)

11.4.3.2 Edificio unifamiliar

En estas instalaciones también se ven reducidos los tiempo de amortización, pero siguen sin ser lo suficientemente cortos como para que la instalación sea rentable (con la excepción del sistema prefabricado de tubos de vacío).

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
29	4261,47	116,64	93,75	186,20	-3.574,88 €	-9,2%
30	4092,24	120,60	90,03	133,86	-3.175,09 €	-7,8%
31	2455,38	102,74	54,02	50,40	-993,83 €	-3,1%
32	5210,87	131,65	114,64	306,27	-4.700,45 €	-11,2%
33	5041,64	123,59	110,92	397,80	-4.661,43 €	-12,2%
34	1683,29	133,95	37,03	17,37	1.224,15 €	4,0%

Tabla 30: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (3)

12 Instalaciones solares fotovoltaicas aumentando la contribución

Para el diseño de estas instalaciones se han empleado los mismos paneles fotovoltaicos:

Tipo	Potencia (kW)	Eficiencia (%)
Monocristalino	260	16,47
Policristalino	260	15,46
Silicio amorfo	100	7,25

Tabla 31: Módulos fotovoltaicos seleccionados

12.1 Diseño de la instalación (edificio plurifamiliar)

En los casos del edificio plurifamiliar, debido a que no existe más espacio sin obstáculos disponible en la cubierta, se ha planteado la instalación de paneles fotovoltaicos en la fachada sur. Con ello se pretende averiguar si resulta rentable el aumento del tamaño de la instalación y por lo tanto de los ahorros energéticos y de emisiones a costa de colocar módulos solares con inclinaciones no óptimas.

12.1.1 Instalación con paneles de silicio monocristalino

12.1.1.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 3 cadenas de 4 módulos cada una, generando una potencia de 3,12 kW; que sumándole la potencia existente en la cubierta, da un total de 15,86 kW.

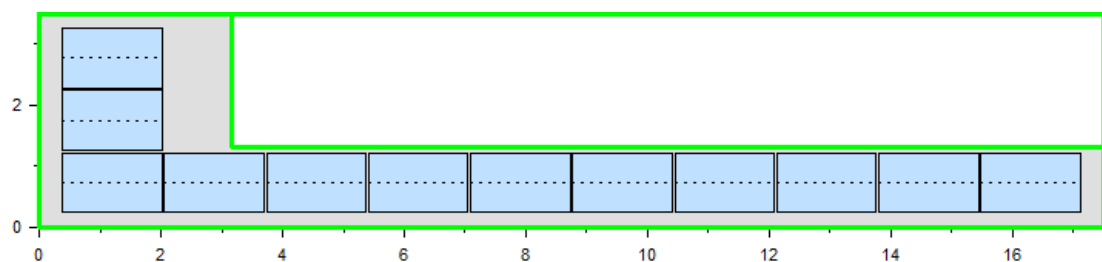


Ilustración 90: Layout del campo solar de módulos monocristalinos en fachada [Pvsyst]

12.1.1.2 Inversor

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 1 kW.

12.1.2 Instalación con paneles de silicio policristalino

12.1.2.1 Campo solar

El campo solar se ha distribuido en 3 cadenas de 4 módulos cada una, generando una potencia de 3,12 kW; que sumándole la potencia existente en la cubierta, da un total de 14,82 kW.

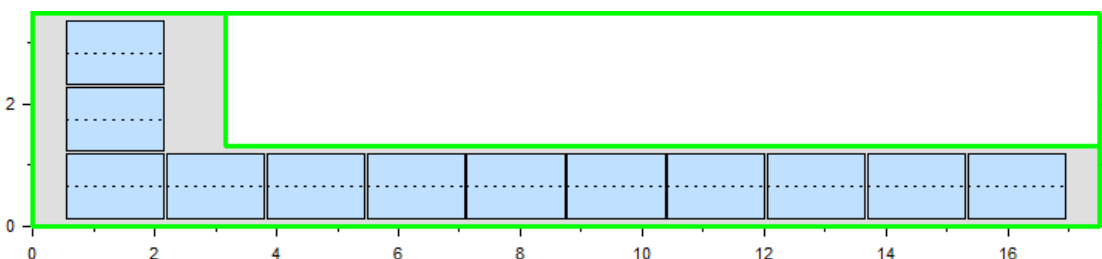


Ilustración 91: Layout del campo solar de módulos policristalinos en fachada [Pvsyst]

12.1.2.2 Inversor

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 1 kW.

12.1.3 Instalación con paneles de silicio amorfo

12.1.3.1 *Campo solar*

El campo solar se ha distribuido en 4 cadenas de 4 módulos cada una; generando una potencia de 1,6 kW; que sumándole la potencia existente en la cubierta, da un total de 7,16 kW.

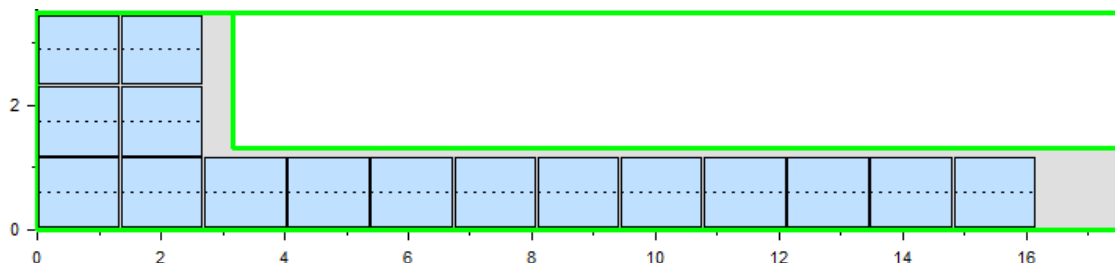


Ilustración 92: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo en fachada [Pvsyst]

12.1.3.2 *Inversor*

Las cadenas se han agrupado de dos en dos con inversor de 0,7 kW.

12.2 Diseño de la instalación (edificio unifamiliar)

En las instalaciones unifamiliares se pretende comparar la rentabilidad de una instalación que ocupa toda la superficie óptima disponible en la cubierta frente a otra de mayores dimensiones como es la realizada en el edificio plurifamiliar.

12.2.1 Instalación con paneles de silicio monocristalino

12.2.1.1 *Campo solar*

El campo solar se ha distribuido en 3 cadenas de 4 módulos, generando una potencia de 3,12 kW.

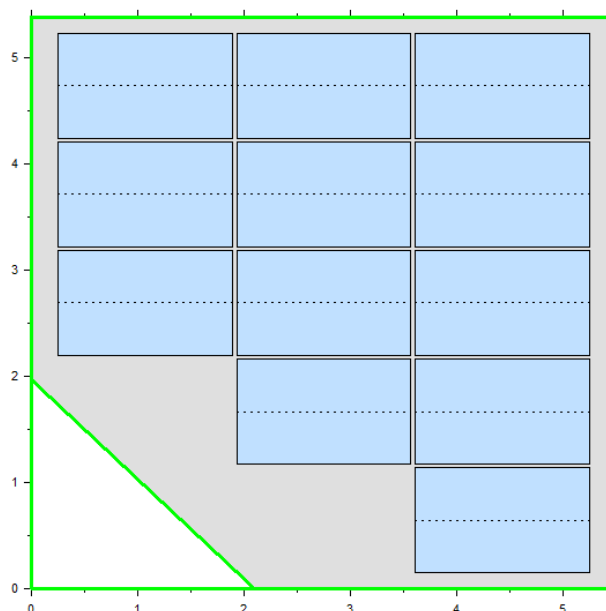


Ilustración 93: Layout del campo solar de módulos monocristalinos [Pvsyst]

12.2.1.2 *Inversor*

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 1 kW.

12.2.2 Instalación con paneles de silicio policristalino

12.2.2.1 *Campo solar*

El campo solar se ha distribuido en 3 cadenas de 4 módulos, generando una potencia de 3,18 kW.

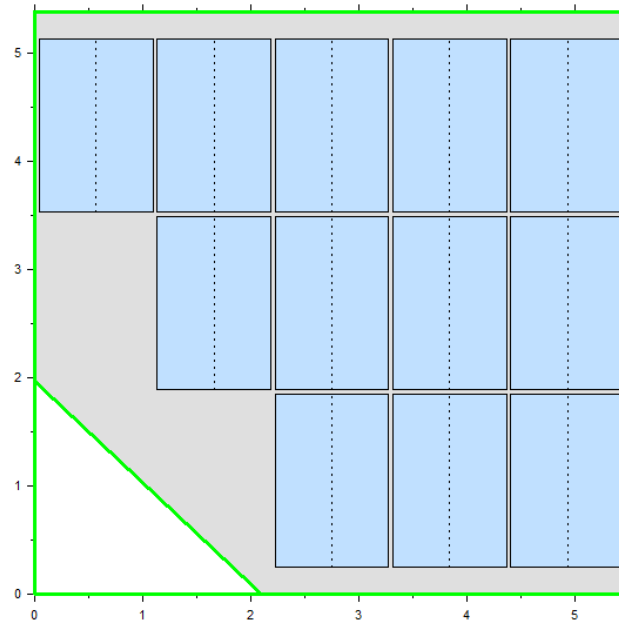


Ilustración 94: Layout del campo solar de módulos policristalinos [Pvsyst]

12.2.2.2 *Inversor*

Cada cadena de módulos cuenta con un inversor de 1 kW.

12.2.3 Instalación con paneles de silicio amorfo

12.2.3.1 *Campo solar*

El campo solar se ha distribuido en 3 cadenas de 5 módulos cada una, generando una potencia de 1,5 kW.

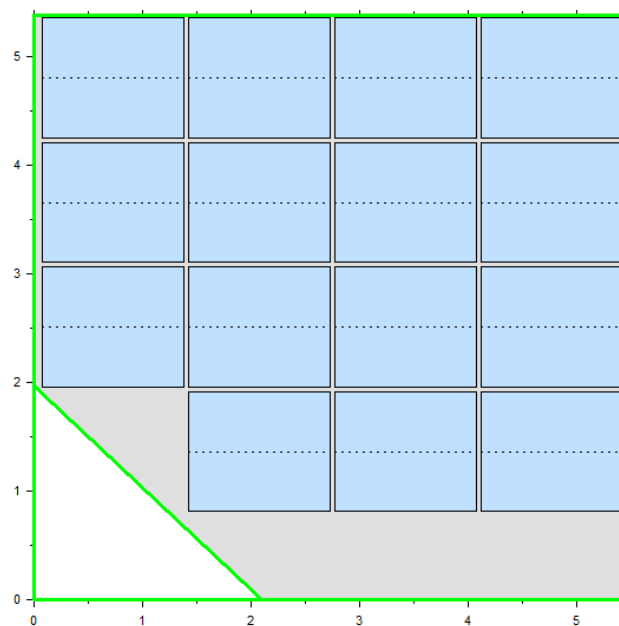


Ilustración 95: Layout del campo solar de módulos de silicio amorfo [Pvsyst]

12.2.3.2 Inversor

El inversor cuenta con una potencia de 1,35 kW.

12.3 Resultados obtenidos

12.3.1 Viabilidad técnica

12.3.1.1 Edificio plurifamiliar

A pesar de las mayores complicaciones para la instalación de los paneles fotovoltaicos en la fachada, esto es perfectamente viable técnicamente. Sin embargo, las pérdidas por encontrarse los módulos a una inclinación no óptima son bastante elevadas (28,4 %); provocando que la energía producida por estos paneles sea considerablemente inferior a la que producen los ubicados en la cubierta.

Tipo de módulo	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación	Superficie (m ²)
Monocrystalino	Conectada a la Red	SI	35	98,2
Policristalino	Conectada a la Red	SI	36	96,1
Silicio amorfo	Conectada a la Red	SI	37	101,5

Tabla 32: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (4)

12.3.1.2 Edificio unifamiliar

En este edificio no existe ningún impedimento para realizar una instalación que cubra toda la cubierta del edificio.

Tipo de módulo	Tipo de instalación	Viabilidad técnica	Nº de simulación	Superficie (m ²)
Monocrystalino	Conectada a la Red	SI	38	19,3
Policristalino	Conectada a la Red	SI	39	20,2
Silicio amorfo	Conectada a la Red	SI	40	21,7

Tabla 33: Viabilidad técnica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (4)

12.3.2 Viabilidad ambiental

12.3.2.1 Edificio plurifamiliar

Ambientalmente, el aumento del tamaño de la instalación genera un ahorro energético y una reducción de emisiones mayores y permite que la instalación de paneles policristalinos cumpla también con las exigencias mínimas del CTE-DB-HE4, aunque en el caso de los paneles de silicio amorfo esto aún resulta insuficiente.

Nº	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Ahorro (kWh)
15	5937	17938	17938
16	5632	17016	17016
17	2754	8319	8319

Tabla 34: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (4)

12.3.2.2 Edificio unifamiliar

Los beneficios ambientales en estas instalaciones se vuelven considerablemente mayores en comparación con las ejecutadas anteriormente.

Nº	Reducción (KgCO ₂)	Aporte (kWh)	Ahorro (kWh)
38	1282	3873	3873
39	1319	3985	3985
40	640	1935	1935

Tabla 35: Viabilidad ambiental de las instalaciones en el edificio unifamiliar (4)

12.3.3 Viabilidad económica

12.3.3.1 Edificio plurifamiliar

Debido a la instalación de paneles con una inclinación no óptima, esos paneles provocan que con la misma inversión se produzca menos energía; lo que produce un aumento del tiempo de amortización de estos y en consecuencia de toda la instalación.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
35	33339,39	3876,51	465,28	9,77	68.997,52 €	9,6%
36	29316,39	3677,26	433,95	9,04	67.982,88 €	10,5%
37	29596,88	1797,79	411,65	21,35	11.987,25 €	2,4%

Tabla 36: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio plurifamiliar (4)

12.3.3.2 Edificio unifamiliar

El aumento del tamaño de la instalación consigue reducir notablemente los tiempos de amortización y sus perspectivas económicas son muy positivas, encontrándose incluso a unos tiempos muy similares a los de las instalaciones ejecutadas en la cubierta del edificio plurifamiliar. Lo que indica que si las instalaciones fotovoltaicas cuentan con un tamaño mínimo, resultan prácticamente tan rentables como otras de mayores dimensiones.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
38	6947,57	836,98	95,56	9,37	15.295,05 €	10,1%
39	6559,49	861,18	95,56	8,57	16.409,25 €	11,2%
40	6253,87	418,17	85,25	18,79	3.733,59 €	3,3%

Tabla 37: Viabilidad económica de las instalaciones en el edificio unifamiliar (4)

13 Análisis de sensibilidad

A continuación, con el objetivo de ver como afectarían los cambios en el coste de la vida (IPC) y el precio de la energía, se ha realizado un análisis de sensibilidad variando los precios anuales de estas dos variables.

13.1 Variación de la tasa de inflación

Consultando la variación del IPC en España en los últimos 15 años se observa que esta ha oscilado entre el 5,2 % y el -1,2 %. En base a estos valores se han realizado iteraciones que prevean una variación comprendida entre estos dos extremos.

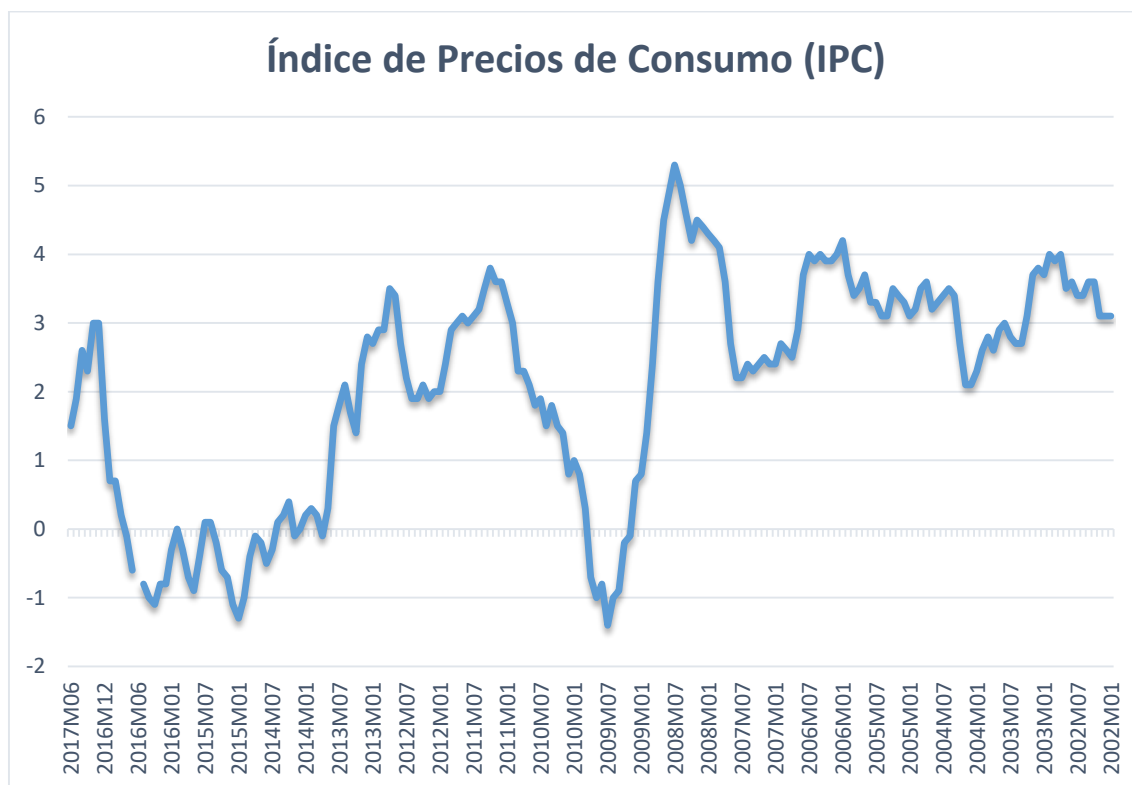


Ilustración 96: Índice de Precios de Consumo (IPC) [Instituto Nacional de Estadística]

Para mostrar este efecto se han tomado los casos correspondientes a las en las instalaciones solares térmicas del edificio plurifamiliar según las exigencias del CTE-DB-HE4. Se puede observar cómo según varía el IPC, muchas instalaciones pasan de ser rentables a generar pérdidas una vez finalizado su ciclo de vida.

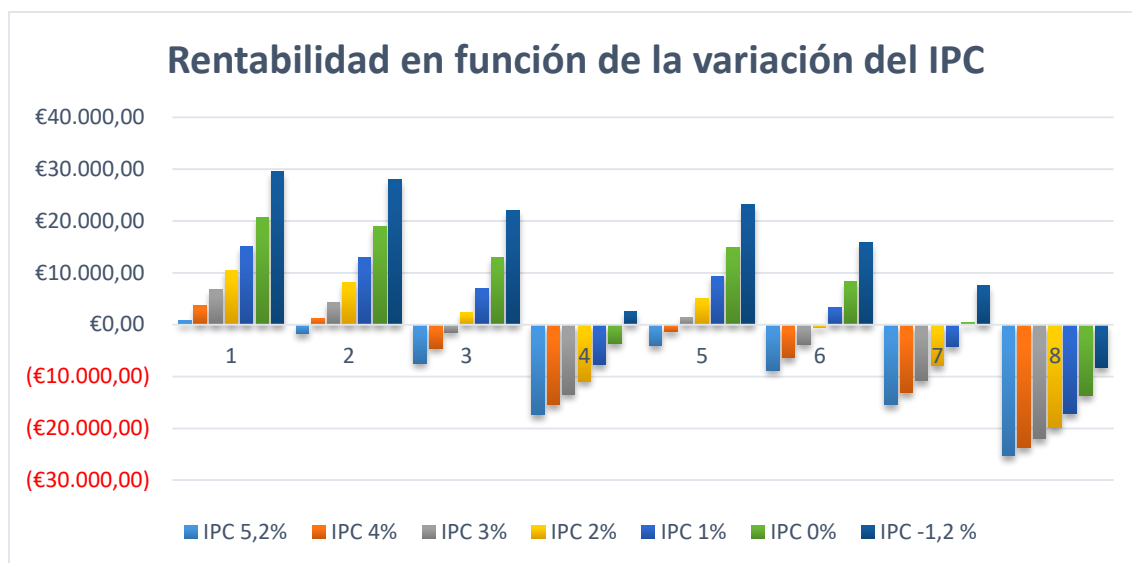


Ilustración 97: Rentabilidad de las instalaciones solares térmicas en función de la variación del IPC*

Realizando la media del IPC en el periodo de muestra que se ha tomado (15 años), se obtiene que tiene un valor del 2,07 %. De evolucionar a ese ritmo en el futuro, la mitad de las instalaciones del edificio plurifamiliar serán rentables, lo que indica que su perspectiva es buena.

13.2 Variación del precio del gas natural (solar térmica)

El precio de la energía también es una variable que puede afectar de forma crítica a la instalación y suele variar. En los últimos años los precio del kWh de gas natural y electricidad han sido las siguientes:

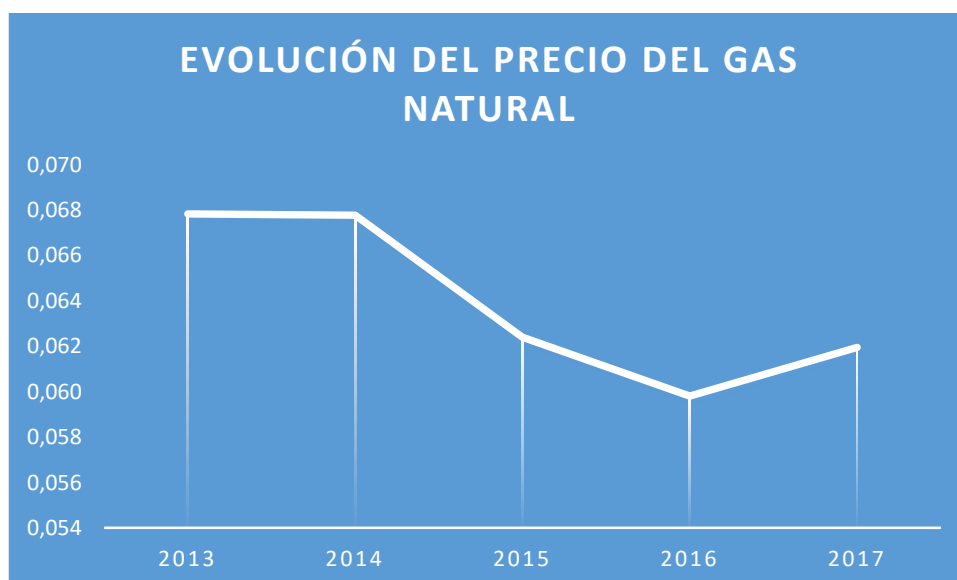


Ilustración 98: Evolución del precio del gas natural [INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS: IDAE]

El gas natural había bajado de precio en los últimos años debido a la gran caída del precio del petróleo pero de nuevo toma una tendencia ascendente.

Teniendo esto en cuenta se plantean variaciones del precio de la energía que oscilarán entre un abaratamiento del 2 % anual y un incremento del 4 % anual. Para realizar estos cálculos se ha considerado que el IPC será el medio de los últimos 15 años, que corresponde a un 2%.

Variando el precio del gas, se puede comprobar como un aumento de su coste de un 4% anual, haría rentables todas las instalaciones del edificio plurifamiliar, mientras que una caída del 2% anual provocaría que solamente la instalación de captadores planos completamente centralizada sea rentable.

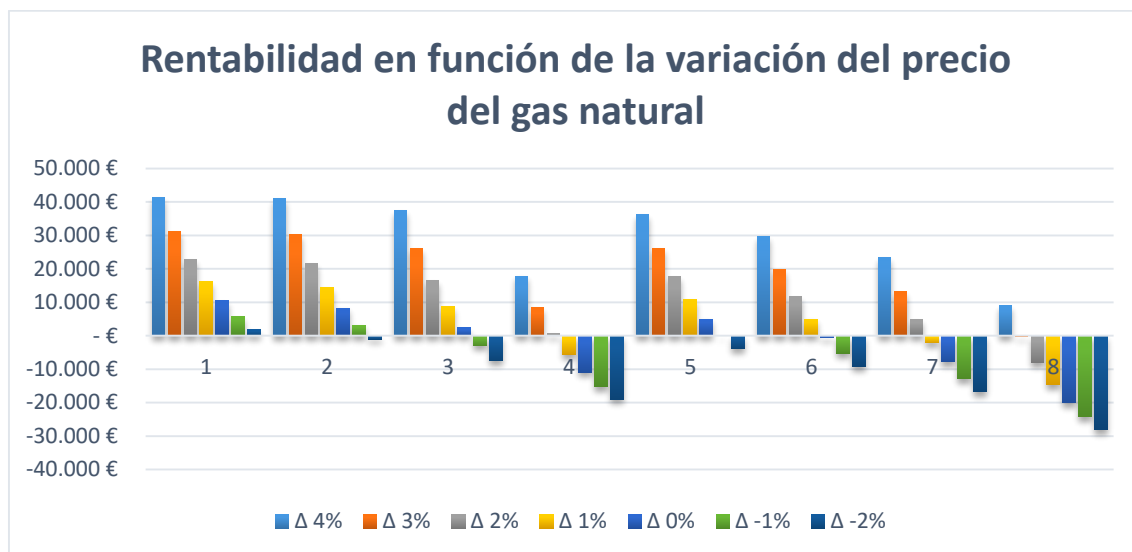


Ilustración 99: Rentabilidad en función de la variación del precio del gas

13.3 Variación del precio de la electricidad (solar fotovoltaica)

Por su parte, el precio de la electricidad ha sufrido variaciones en los últimos años oscilando entre un valor intermedio.

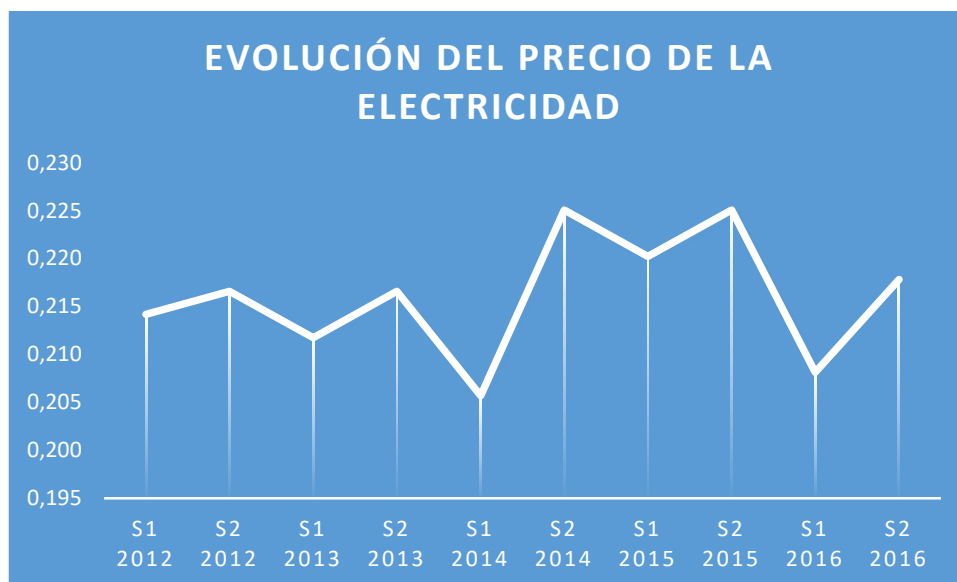


Ilustración 100: Evolución del precio de la electricidad [PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD PARA USO DOMÉSTICO Y USO INDUSTRIAL: INE]

En el caso de la electricidad de la misma manera en la que se ha variado el precio del gas natural no impide en este caso que las instalaciones dejen de ser rentables. Aunque en los casos de los paneles de capa delgada sí que se pueden tener pérdidas, el resto de instalaciones resultan aun considerablemente rentables.

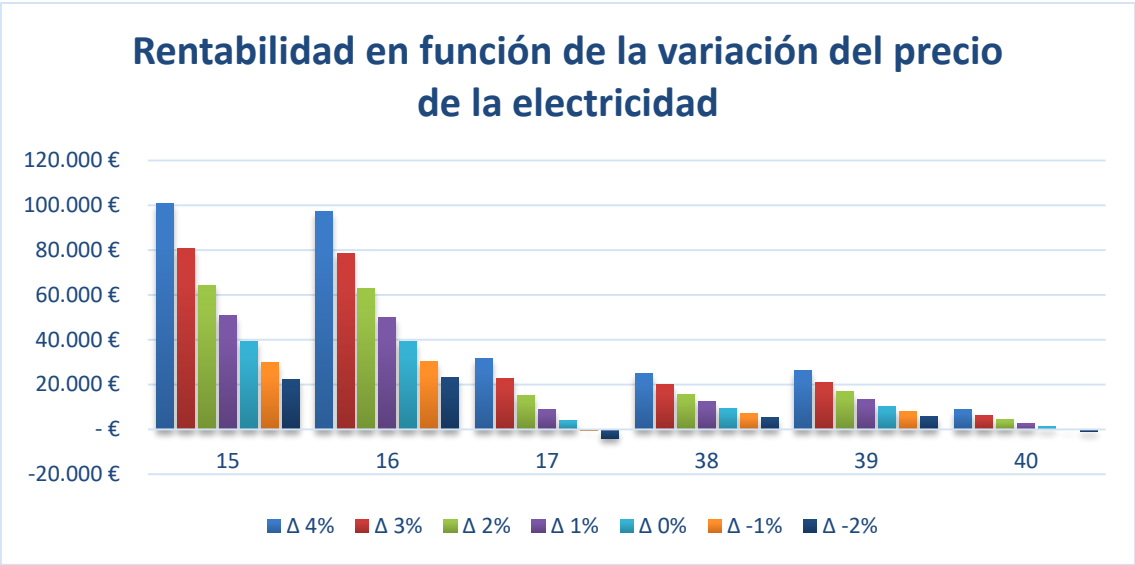


Ilustración 101: Rentabilidad en función de la variación del precio de la electricidad

14 Conclusiones del estudio

Del análisis de las viabilidades técnica, económica y ambiental de los 40 casos realizados y del análisis de sensibilidad realizado, se pueden obtener conclusiones que dan respuesta a las cuestiones que se han planteado a lo largo de este proyecto.

14.1 Energía solar térmica

14.1.1 Captadores solares térmicos

Del dilema entre los captadores planos y los de tubos de vacío, se puede afirmar que para un clima como el de Logroño, los primeros resultan más rentables que los segundos. Esto se debe a que el clima no es lo suficientemente frío como para que el sobre coste de un panel de tubos de vacío se vea compensado por una mayor producción de energía.

En la siguiente tabla se puede comprobar como las instalaciones alimentadas por captadores planos (azul) son siempre más rentables que las instalaciones equivalentes alimentadas por captadores de tubos de vacío (verde):

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
1	19239,88	1679,17	346,32	14,44	20.745,59 €	5,6%
5	23494,59	1699,88	422,90	18,40	14.814,77 €	3,5%
21	25035,89	2154,13	450,65	14,70	26.068,71 €	5,4%
25	28519,76	2093,87	513,36	18,04	18.895,58 €	3,7%

Tabla 38: Comparativa económica en función del tipo de captador

14.1.2 Grado de centralización

El impacto del grado de centralización en los costes de una instalación es considerable y se ha comprobado que cuanto más centralizada se encuentre una instalación, mejores perspectivas económicas tiene.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
1	19239,88	1679,17	346,32	14,44	20.745,59 €	5,6%
2	22592,86	1788,72	406,67	16,35	18.868,47 €	4,5%
3	28715,18	1905,56	516,87	20,68	12.945,51 €	2,6%
4	32841,87	1561,56	591,15	33,84	-3.729,83 €	-0,8%

Tabla 39: Rentabilidad de las instalaciones solares térmicas en función del grado de centralización

Sin embargo, en el aspecto ambiental, resulta más favorables en cuanto a reducción de emisiones las instalaciones con apoyo distribuido y especialmente las instalaciones con intercambio también distribuido. En el caso de las instalaciones con acumulación distribuida esta tendencia no se mantiene debido a que cuenta con las pérdidas más elevadas.

Nº	Reducción (KgCO2)	Aporte (kWh)	Contribución (%)
1	5215	24157	40
2	5555	25733	47
3	5918	27414	50
4	4849	22465	41

Tabla 40: Ahorro de emisiones de las instalaciones solares térmicas en función del grado de centralización

Un factor crucial a la hora de seleccionar el grado de centralización es la instalación ya existente. Sí se trata de un edificio de nueva construcción no existe complicación y se puede tener en consideración desde el inicio cual es la opción más ventajosa. Sin embargo, si se trata de una rehabilitación, es posible que ya exista una instalación individual y que por lo tanto no sea posible realizar una instalación solar térmica completamente centralizada.

Como ya se ha mencionado en este proyecto, gran parte del parque edificatorio español (y europeo) se encuentran ya construidos. Por lo tanto, esta puede ser una limitación muy a tener en cuenta de cara a la implantación de la energía solar térmica en el Sector Residencial.

14.1.3 Dimensión de la instalación

El tamaño de la instalación tiene una repercusión considerable en la rentabilidad, siendo más favorable la instalación cuanto mayor es su tamaño. Este aspecto es más visible en las instalaciones de energía solar térmica puesto que en el edificio plurifamiliar sí que son viables económicamente, mientras que las instalaciones en el edificio unifamiliar no lo son.

Observando la distribución de costes de las diferentes instalaciones térmicas, se puede comprobar como a medida que aumenta el gasto en elementos ajenos a la captación, peores perspectivas económicas tiene la instalación. Esto se puede apreciar tanto a medida que se descentralizan los diferentes elementos como cuanto mayor es la potencia de la instalación.

Caso	Nº	Captación	Regulación	Acumulación	Distribución
Según CTE-DB-HE4 (plurifamiliar)	1	66%	9%	26%	0%
	2	56%	7%	24%	13%
	3	44%	6%	17%	33%
	4	38%	5%	56%	0%
Aumentando la contribución (plurifamiliar)	21	95%	10%	26%	0%
	22	81%	8%	24%	13%
	23	64%	6%	17%	33%
	24	56%	6%	56%	0%
Según CTE-DB-HE4 (unifamiliar)	9	46%	26%	28%	0%
	10	44%	36%	20%	0%

Tabla 41: Distribución de costes de las instalaciones solares térmicas

14.2 Energía solar fotovoltaica

14.2.1 Módulos fotovoltaicos

Para instalaciones en las que la superficie supone un inconveniente como es el caso del sector residencial, resulta más ventajosa la instalación de paneles cristalinos, siendo los policristalinos algo más rentables en el aspecto económico aunque cuentan con una menor eficiencia que los monocristalinos.

Tipo	Potencia (W)	Precio (€)	€/W
Monocristalino	260	274,99	1,06
Policristalino	260	242,65	0,93
Silicio amorfo	100	270,00	2,70

Tabla 42: Coste de los módulos fotovoltaicos por unidad de potencia

Por su parte, los paneles de silicio amorfo (capa delgada) resultan más caros que los paneles cristalinos y además cuentan con un peor rendimiento. Considerando esto, los módulos de silicio amorfo no deberían poder competir con los módulos cristalinos. Sin embargo, cuentan con unas

grandes posibilidades de integración pues pueden ser de formas, tamaños y colores muy diversos y además de son flexibles. Adicionalmente, se encuentran aún en una fase temprana de su desarrollo comercial y parece previsible que mejoren sus eficiencias y se vean reducidos sus costes.

14.2.2 Dimensión de la instalación

En las instalaciones fotovoltaicas el aumento del tamaño de la instalación a costa de renunciar a un rendimiento adecuado de los módulos, como sucede en los casos de las instalaciones sobre fachada (verde) respecto a la instalación sólo en cubierta (azul), no resulta rentable.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
15	26481,52	3347,27	369,70	8,89	62.845,61 €	11%
35	33339,39	3876,51	465,28	9,77	68.997,52 €	10%
16	22846,59	3149,96	338,37	8,13	61.501,23 €	12%
36	29316,39	3677,26	433,95	9,04	67.982,88 €	11%
17	22642,39	1506,91	314,78	18,99	13.121,30 €	3%
37	29596,88	1797,79	411,65	21,35	11.987,25 €	2%

Tabla 43: Rentabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas con inclinaciones de módulos no óptimas

También se ha podido comprobar como una instalación fotovoltaica más pequeña como la realizada en el edificio unifamiliar (verde) resulta prácticamente igual de rentable que la realizada empleando toda la cubierta en el edificio plurifamiliar (azul) a pesar de tener un tamaño considerablemente menor.

Nº	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	Amortización (años)	Payback	TIR
15	26481,52	3347,27	369,70	8,89	62.845,61 €	11%
38	6947,57	836,98	95,56	9,37	15.295,05 €	10%
16	22846,59	3149,96	338,37	8,13	61.501,23 €	12%
39	6559,49	861,18	95,56	8,57	16.409,25 €	11%
17	22642,39	1506,91	314,78	18,99	13.121,30 €	3%
40	6253,87	418,17	85,25	18,79	3.733,59 €	3%

Tabla 44: Rentabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas en función de su dimensión

Esto se debe a que las instalaciones fotovoltaicas centran sus costes en los sistemas de captación y transformación de la energía, y este aspecto es proporcional a la potencia; por lo que a partir de un mínimo de potencia de la instalación, su rentabilidad no mejora excesivamente.

Nº	Captación	Transformación	Regulación	Distribución
15	54%	42%	1%	2%
38	51%	43%	5%	1%
18	40%	34%	24%	2%

Tabla 45: Distribución de costes de las instalaciones solares fotovoltaicas

Tan solo en la instalación individual equivalente al CTE-DB-HE4 (caso 18) los costes de regulación y distribución tienen un impacto relevante en el coste de la instalación (26 %), siendo en las otras instalaciones muy residuales (3 % y 6 %).

14.3 Energía solar térmica o energía solar fotovoltaica

Comparando una y otra forma de aprovechamiento de la energía solar en base a los resultados de este estudio se obtienen las siguientes conclusiones:

- La energía solar térmica es mucho más eficiente en el aprovechamiento del espacio de captación, puesto que la energía solar fotovoltaica requiere de una superficie mucho mayor para producir la misma reducción de emisiones.
- El potencial económico de las instalaciones fotovoltaicas es muy superior al de las instalaciones térmicas. Esto se debe principalmente a la diferencia de precio entre en gas natural y la electricidad, costando el kWh de electricidad tres veces más que el kWh de gas natural.
- Las instalaciones de pequeño tamaño de energía solar fotovoltaica son rentables, mientras que las de energía solar térmica requiere de instalaciones de mayor tamaño para ser viable en ese aspecto. Esto se ve claramente en las instalaciones realizadas en el edificio unifamiliar.

Por lo tanto, se puede concluir que aunque realice un peor aprovechamiento de la superficie, la energía solar fotovoltaica es superior a la energía solar térmica en el aspecto económico.

Esta circunstancia por el momento no está siendo tenida en cuenta por el Código Técnico de la Edificación, puesto que por el momento resulta obligatoria la instalación de energía solar térmica en edificios residenciales (CTE-DB-HE4), mientras que las instalaciones fotovoltaicas quedan relegadas a grandes edificios terciarios (CTE-DB-HE5).

Desde el punto de vista del aprovechamiento de la superficie esta decisión parece justificada, sin embargo, se ha demostrado que un edificio con poca superficie de cubierta orientada al sur en comparación con la total del edificio, puede generar una reducción de las emisiones equivalente a la de la energía solar térmica.

Cuando se realizó el Código Técnico de la Edificación (2006) la situación de la energía solar era otra y en ese momento los precios de las instalaciones solares fotovoltaicas eran considerablemente más elevados que los actuales, por lo que los de las instalaciones solares térmicas eran más rentables. Sin embargo, la gran bajada de los costes de las instalaciones fotovoltaicas ha hecho que actualmente sean más ventajosas.

Por lo tanto, parece más recomendable que se fomente la energía solar fotovoltaica en edificios residenciales en lugar de la térmica y en futuras revisiones del Código Técnico de la Edificación se debería tener en cuenta esta circunstancia.

15 Aclaraciones y trabajos futuros

Aunque lo concluido en este estudio se basa en una cantidad considerable de casos e iteraciones, estos resultados solamente representan un pequeño extracto de la realidad y sería necesario realizar un mayor número de pruebas con diferentes condiciones para poder afirmar que estas perspectivas son fiables. Para ello se deberían realizar más casos en los que se varíen aspectos como el modelo de panel, el edificio seleccionado o los valores del coste de los componentes o el mantenimiento.

Adicionalmente, sería necesario realizar los desarrollos con un mayor nivel de detalle en lo que respecta a valores de producción de energía y a la rentabilidad de las instalaciones puesto que, aunque los valores utilizados provienen de fuentes fiables, podrían existir variaciones respecto a la realidad en función de multitud de factores.

15.1 Código Técnico de la Edificación

A pesar de que se ha concluido que sería más recomendable fomentar las instalaciones solares fotovoltaicas por encima de las instalaciones solares térmicas, se alcanza esta conclusión teniendo en cuenta únicamente aspectos técnicos y económicos. Sin embargo, existe actualmente una legislación que regula las instalaciones de autoconsumo en España que hace que sus perspectivas económicas no sean tan favorables.

15.1.1 Instalaciones de autoconsumo

Las instalaciones de autoconsumo se encuentran actualmente reguladas de acuerdo a lo que se indica en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre [21].

Haciendo un breve resumen, la legislación actual para pequeñas instalaciones de autoconsumo conectadas a la red establece un peaje de acuerdo a la energía producida por la instalación. Adicionalmente, considera que toda energía sobrante vertida a la red no recibe ninguna prestación económica, debiendo incluso pagar por verterla a la red si se trata de instalaciones de mayor tamaño.

En esta situación, parte de la energía producida no generaría ningún beneficio y además se debería pagar por la energía que se produce. Esto provoca que la viabilidad de estas instalaciones que tan buenas posibilidades tienen se encuentre actualmente perjudicada por la ley, reduciendo en gran medida sus posibilidades.

Por otra parte, la legislación también establece que las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son legales si el productor y el consumidor es la misma persona. Esto provoca que las instalaciones comunitarias no sean legales y por lo tanto lo planteado en el edificio plurifamiliar no se podría llevar a cabo desde el aspecto legal.

Teniendo esto en cuenta, otra opción que se contempla es la de realizar instalaciones completamente aisladas de la red. Sin embargo esto cuenta con dos inconvenientes: son necesarias baterías para almacenar la energía producida, lo que incrementa la inversión en la instalación y por lo tanto empeora su rentabilidad; y también requieren ser dimensionadas para abastecer completamente las necesidades del edificio durante todo el año, por lo que requieren una gran potencia para poder suministrar la energía suficiente en los meses de invierno y en verano parte de esta energía podría verse sin uso y se debería desechar.

15.1.2 Situación actual del autoconsumo en la Unión Europea

Al contrario que sucede en España, el autoconsumo es una de las prácticas que se pretenden fomentar en la Unión Europea. En países como Portugal o Alemania, se fomenta este modelo de producción de energía mediante créditos de bajo interés para financiar las instalaciones. Adicionalmente, se permite verter a la red los excedentes de producción y obtener una prestación económica por esta energía.

Actualmente se encuentra en proceso de reforma la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables [22] y en la que en su borrador se contempla establecer el derecho de los consumidores a producir y vender su propia energía. Además, pretende permitir que una instalación se encuentre compartida por varios consumidores, tal y como sucede en los edificios plurifamiliares.

España, como país miembro, tiene la obligación de adecuar su legislación a lo establecido por la directiva, por lo que cuando entre en vigor deberá adoptar lo que en esta se establezca. Por ello, las perspectivas futuras de este sector dejarán de encontrarse con las trabas existentes actualmente y permitirán que la energía solar fotovoltaica de autoconsumo se desarrolle en el Sector Residencial.

15.2 Integración de paneles en el edificio

Como se ha comentado en la parte teórica de este proyecto, la integración tiene grandes posibilidades de desarrollo puesto que permite sustituir elementos de la envolvente por otros que son capaces de generar energía a la par que cumplen la función de estos. Para este uso serían especialmente ventajosos los paneles de capa delgada, que de otro modo no tendrían actualmente cabida en el Sector Residencial.

En este proyecto no ha sido posible realizar casos prácticos para comprobar las posibilidades reales de esta alternativa aunque, siendo sus perspectivas bastante favorables, sería una temática interesante para el desarrollo de estudios futuros.

15.3 Instalaciones solares térmicas con una mayor contribución

Ejecutar instalaciones con una contribución solar superior a la recomendada por el CTE-DB-HE4 supone una oportunidad a la par que presenta algunas complicaciones. Al contar con un mayor aporte solar, es posible generar una mayor reducción de emisiones y obtener una rentabilidad también mayor. Sin embargo, supone un reto aprovechar todo la energía producida puesto que se requieren diversos equipos y sistemas en función de la época del año: calefacción de baja temperatura para los meses fríos y sistemas de absorción para los meses cálidos.

Actualmente la tendencia de la normativa edificatoria en el aspecto energético es la de buscar construir edificios cada vez más eficientes que consuman menos energía. Este objetivo se está persiguiendo tanto con elementos pasivos (envolvente) como activos (energías renovables). Por lo tanto, otro proyecto futuro de gran interés sería el desarrollo de un estudio en el que se compruebe la viabilidad de los edificios que basan su suministro energético de climatización y ACS en la energía producida por los captadores solares térmicos que se encuentran instalados en el propio edificio.

16 Bibliografía

- [1] Instituto Juan de Herrera de la Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Madrid. *"Manuales de urbanismo bioclimático para Vitoria-Gasteiz"* (2012). Disponible en: http://www.vitoria-gasteiz.org/we001/was/we001Action.do?idioma=es&aplicacion=wb021&tabla=contenido&uid=u6fa2fee7_14273f1b7eb_7fb5 (Consultado: febrero 2017).
- [2] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *"Mapa Tecnológico: Calor y Frío Renovables"* (2012). Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Calor_y_Frio_Renovables_Solar_0102_2012_global_2fa21552.pdf (Consultado: mayo 2017).
- [3] Termas solares Luxsol. *"7. COLECTORES DE VACIO"*. Disponible en: <http://www.termasolar.com/2011/06/7-colectores-de-vacio.html> (Consultado: marzo 2017)
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *"Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios"* (2011) Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e10_climatizacion_ST_edificios_A_ccb82cce.pdf (Consultado: mayo 2017).
- [5] Mahmut Sami Buker, Saffa B.Riffat. *"Building integrated solar thermal collectors – A review"* (2015). Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.009> (Consultado: abril 2017).
- [6] Emilio Carrasco, *"Cálculo y diseño de instalaciones de energía solar térmica para ACS"* Disponible en: <https://www.cogitiformacion.es> (Consultado: marzo 2017).
- [7] Energía solar. *"Captadores solares térmicos"* (2015). Disponible en: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/captadores-solares-termicos> (Consultado: abril 2017).
- [8] Mehmet Emin Meral, Furkan Dinçer. *"A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems"* (2011). Disponible en: <doi:10.1016/j.rser.2011.01.010> (Consultado: abril 2017).
- [9] Asistente Técnico para la Construcción Sostenible (ATECOS) *"ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA"* Disponible en: http://www.miliarium.com/ATECOS/HTML/Soluciones/Fichas/Energia_Solar_Fotovoltaica.PDF (Consultado: mayo 2017).
- [10] Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación. *"El mercado fotovoltaico y los precios de producción"* (2002). Disponible en: <https://www.coit.es/file/4245/download?token=F3kPOsFh> (Consultado: abril 2017).
- [11] Energías Renovables Info. *"Tipos de paneles fotovoltaicos"* (2014). Disponible en: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/> (Consultado: abril 2017).
- [12] Sitiosolar. *"Panel Solar Híbrido (térmico y fotovoltaico)"*. Disponible en: <http://www.sitiosolar.com/panel-solar-hibrido-termico-y-fotovoltaico/> (Consultado: abril 2017).

- [13] Cristina Iglesias Placed. *“La integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos para captación de energía solar”* (2013). <http://aulagreencities.coamalaga.es/la-integracion-arquitectonica-de-los-sistemas-fotovoltaicos-para-captacion-de-energia-solar/> (Consultado: mayo 2017).
- [14] Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. *“Guía de integración solar fotovoltaica”* Disponible en: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-integracion-solar-fotovoltaica.pdf> (Consultado: mayo 2017).
- [15] Temarios formativos profesionales. *“Tema 4. Tipos de montaje”*. Disponible en: <https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2012/11/tema-4-tipos-de-montaje.pdf> (Consultado: mayo 2017).
- [16] Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT). *“Guía ASIT de la Energía Solar Térmica”* (2010). Disponible en: http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Gu%C3%ADas%20t%C3%A9cnicas/Guia_ASIT_Energia_Solar.pdf (Consultado: mayo 2017).
- [17] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *“Instalaciones de energía solar fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red”* (2009). Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf (Consultado: mayo 2017).
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *“Instalaciones de energía solar fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”* (2009). Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf (Consultado: mayo 2017).
- [19] Aguasol. *“METASOL: Metodología de cálculo para sistemas solares térmicos”*. Disponible en: http://www.cheq4.idae.es/userfiles/file/Metodologia_de_calculo_MetaSol.pdf (Consultado: mayo 2017).
- [20] André Mermoud, Bruno Wittmer. *“PVSYST USER’S MANUAL”* (2014). Disponible en: http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf (Consultado: Mayo 2017).
- [21] España. *“Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”* (2015). Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf> (Consultado: junio 2017).
- [22] Unión Europea. *“DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE”* (2009). Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2009/140/L00016-00062.pdf> (Consultado: junio 2017).

[23] José Manuel López-Cózar. *“Manual de Energías Renovables. 4 Energía solar térmica”* (2006). Disponible en:
http://dl.idae.es/Publicaciones/10374_Energia_solar_termica_A2006.pdf (Consultado: junio 2017)

